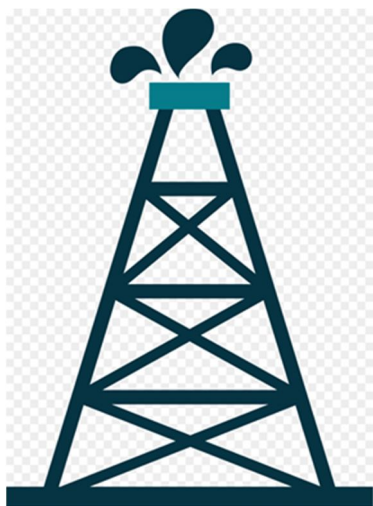


**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**



## **МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ**

до виконання курсового проекту  
з навчальної дисципліни

### **«ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ»**

*(для студентів 3 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності  
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

**Харків  
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова  
2019**

Методичні рекомендації до виконання курсового проекту з навчальної дисципліни «Технологія розробки нафтових родовищ» (для студентів 3 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. В. М. Орловський. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 69 с.

Укладач канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський

Рецензент

**В. С. Білецький**, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату НТУ «ХП»

*Рекомендовано кафедрою експлуатації газових і теплових систем, протокол № 2 від 27.02.2019.*

## ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень .....	4
Вступ .....	5
1 Загальні положення .....	6
2 Реферат .....	7
3 Методичні рекомендації до виконання курсової роботи .....	8
4 Методичні рекомендації з оформлення курсового проекту .....	34
5 Перелік креслень до курсового проекту .....	38
6 Захист курсового проекту та його оцінка.....	39
Список рекомендованих джерел .....	40
Додатки .....	44

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСПВ – асфальтосмолистопарафінові відкладення  
БГС – багатостовбурні горизонтальні свердловини  
ВНЗ – водо-нафтова зона  
ВНК – водонафтовий контакт  
ВНФ – водонафтовий фактор  
ГДДС – гідродинамічні дослідження пластів і свердловин  
ГДС – геофізичні дослідження свердловин  
ГРП – гідророзрив пласта  
ГТЗ – геолого-технічні заходи  
ДКЗ – Державна комісія по запасах корисних копалин  
ЕВН – електро-відцентровий насос  
ЗНФП – метод зміни напрямку фільтраційних потоків  
КВН – коефіцієнт вилучення нафти  
ОПЗ – обробка привибійної зони  
ПАР – поверхнево-активні речовини  
ПДЗ – початкові видобувні запаси  
ППЕ – проект пробної експлуатації  
ППТ – підтримання пластового тиску  
РІР – ремонтно-ізоляційні роботи  
СКО – соляно-кислотна обробка  
ШГН – штанговий насос

## **ВСТУП**

Дані методичні рекомендації встановлюють регламентування вимог, структуру та правила оформлення курсових проектів з дисципліни «Технологія розробки нафтових родовищ», що виконуються студентами, які навчаються за профілем «Нафтогазова інженерія та технології».

Метою методичних рекомендацій є формування у студентів комплексу знань з питань розробки курсових проектів та інших навчальних і наукових робіт.

Задачі методичних рекомендацій – навчити студента викладати й оформлювати курсові проекти, технічну документацію та інші завдання згідно з вимогами відповідних стандартів.

Дані методичні рекомендації можуть бути корисними при виконанні суміжних курсових проектів (робіт) та магістерських робіт за фахом «Нафтогазова інженерія та технології».

## 1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Метою курсового проекту (далі – КП) є закріплення знань, отриманих студентами в процесі навчання з даного предмету, вміння користуватися технічною літературою, проектними документами, таблицями, фактичним матеріалом нафтогазовидобувних організацій.

Основним завданням курсового проекту є підготовка студентів до виконання кваліфікаційної дипломної роботи.

Курсовий проект складається з *пояснювальної записки* з розрахунками і *графічної частини*. Пояснювальна записка складається з двох основних частин: *геологічної* і *технологічної*.

Виклад пояснювальної записки має бути технічно грамотним, чітким і стислим та будуватися на фактичному матеріалі. Графічна частина виконується в комп'ютерному виконанні *форматом А3*.

Основні вимоги до оформлення пояснювальної записки наведено в розділі 4.

Порядок оформлення КП такий:

1. Титульний лист.
2. Завдання для виконання курсового проекту.
3. Реферат (*повинен бути на одному аркуші*).
4. Зміст.
5. Вступ.
6. Геологічна частина.
7. Технологічна частина.
8. Загальні висновки.
9. Список джерел.

## 2 РЕФЕРАТ

Курсовий проект містить ... стор., ... табл., ... рис.

Ключові слова: пласт, свердловина, нафтовіддача, поклад, обводненість, проникність, пластовий тиск, нафтонасиченість.

У даній роботі розглянуто геолого-промисловий матеріал, проведено визначення балансових, видобувних, залишкових запасів нафти і газу.

Розглянуто основні рішення проектних документів, аналіз розробки пласта з початку експлуатації та на поточну дату, зміну енергетичного стану покладу.

Виконано розрахунки *(вказати які і для чого)*.

Проведено зіставлення проектних і фактичних показників розробки. На основі проведеного аналізу дана оцінка ефективності розробки даного покладу, складено рекомендації щодо поліпшення його розробки.

Наведено теоретичні основи рекомендованих заходів.

*(Реферат має бути на одному аркуші).*

## **З МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ**

Курсовий проект складається з розрахунково-пояснювальної записки і графічної частини у вигляді графіків, фотографій, плакатів тощо.

### **Розрахунково-пояснювальна записка**

#### **Вступ**

Аналіз розробки нафтового родовища служить базою для проектування розробки і є невід'ємною частиною контролю за розробкою родовищ на пізніх стадіях.

Основною метою геолого-промислового аналізу розробки нафтового родовища є оцінка ефективності розробки, яка проводиться шляхом вивчення технологічних показників розробки. Поліпшити технологічні показники можна шляхом зміни існуючої системи розробки або її удосконалення при регулюванні процесу експлуатації родовища. Більшою мірою технологічні показники залежать від геолого-фізичної характеристики нафтового покладу, причому визначальним є, розмір, форма нафтового покладу її неоднорідність, а також колекторські та фізико-хімічні властивості нафти.

Одним з важливих завдань, що виникають при аналізі розробки на пізній стадії розробки, є виявлення характеру розподілу решти запасів нафти в межах початкового обсягу нафти, що міститься в покладі.

Удосконалення систем розробки повинно йти шляхом підвищення охоплення пласта впливом, ліквідації зон і ділянок, де слабо поширюється вплив нагнітання.

Оскільки основним способом розробки нафтових родовищ є заводнення пластів, цілком закономірно, що в першу чергу необхідно застосовувати гідродинамічні методи збільшення нафтовіддачі – це посилення систем заводнення, застосування способів регулювання



(циклічне закачування та зміна напрямку фільтраційних потоків ЗНФП тощо).

Крім того, в умовах прогресуючого обводнення нафтових покладів на пізніх стадіях розробки та випереджаючого вироблення найбільш продуктивних пластів для досягнення коефіцієнта збільшення нафтовіддачі (далі – КЗН), необхідно широко впроваджувати методи збільшення нафтовіддачі пластів – масового застосування геолого-технічних заходів (далі – ГТЗ).

## **1 Геологічна частина**

Містить такі пункти:

### *1.1 Загальні відомості про родовище*

Вказується географічне та адміністративне положення родовища, найближчі населені пункти, залізничні станції, автомобільні дороги і відстані до них. Характеризуються природно-кліматичні умови. Долучається *оглядова карта-схема* розташування проектного і оточуючих його родовищ.

### *1.2 Орогідрографія*

Наводяться дані про наявність річок і озер на території родовища.

### *1.3 Стратиграфія*

Проводиться літолого-стратиграфічний опис усього розрізу відкладень по даному родовищу, починаючи від кристалічного фундаменту до сучасних утворень з приведенням товщини і складу пластів.

### *1.4 Тектоніка*

Висвітлюються тектонічні особливості окремої структури: її тип, протяжність, крутизна крил, тектонічні порушення, виклинювання і т.п.

### *1.5 Нафтогазоводоносність*

На початку розділу наводяться всі пласти, які були розкриті при

бурінні свердловин на родовищі. *Характеризується і описується лише розглянутий пласт по нафті, газу і воді.*

### *1.6 Колекторські властивості пласта*

Початок розділу – колекторські властивості вивчаються по керну, геофізичних дослідженнях свердловин (далі – ГДС) та гідродинамічних дослідженнях пластів і свердловин (далі – ГДДС).

Розділ включає характеристику колекторських властивостей порід, їх мінливість по розрізу і площі покладу (пористість, проникність) – за даними аналізу зразків керну, матеріалами ГДС і даними гідродинамічних досліджень пластів і свердловин. Наводяться дані щодо кількості визначень і надійності отриманих даних, середні величини показників колекторських властивостей і прийняті значення для проектування. При наявності додаються таблиці (дод. Д).

Характеризується неоднорідність пласта. Наводяться коефіцієнти піскуватості та розчленованості (таблиці (дод. Д).

### *1.7 Фізико-хімічні властивості нафти, газу і води*

Початок розділу – вивчаються за даними досліджень глибинних і поверхневих проб.

Наводяться короткі відомості про кількість глибинних і поверхневих проб нафти, газу і води, відібраних зі свердловин на різних ділянках покладу і використаних для визначення властивостей і складу пластових флюїдів.

В результаті аналізу нафти наводяться дані про тиск насичення, газовміст, об'ємний коефіцієнт, в'язкість нафти і т.п.

За результатами аналізу проб визначається також вміст у нафті парафіну, асфальтенів, смол, сірки.

Оскільки разом із нафтою видобувається газ, то наводиться його компонентний склад як вуглеводнів (метан, етан, пропан) так і не вуглеводнів ( $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$  тощо), густина газу за повітрям. Крім нафти і газу продуктивні пласти містять пластову воду. Наводиться її густина,

кількість солей, з метою її сумісності з водою, що закачується в пласт при використанні заводнення пластів.

Бажано привести таблиці хімічних аналізів нафти, газу і води по пласту, що аналізується (дод. Д).

### *1.8 Підрахунок запасів нафти і газу*

У розділі наводяться необхідні для підрахунку параметри і за ними розраховуються балансові, ті, що видобуваються і залишкові запаси нафти і розчиненого в нафті газу *(приклад розрахунку наведено в дод. Е).*

#### *Висновки (до геологічної частини)*

У висновках повинні бути зібрані всі геологічні відомості про пласт, що аналізується, які в тій чи іншій мірі впливають на розробку родовища:

- на початку: вказати місце розташування родовища;
- тип нафтового покладу: пластовий, масивний, з наявністю газової шапки, великої чи малої наявності водонафтових зон, тектонічно-екранований тощо *(масивний поклад, пластовий з широкою водонафтовою зоною буде сприяти наявності обводнення покладу вже в першій стадії розробки);*
- літологічний склад покладу: теригенний, складений в основному пісками, пісковиками і карбонатний, що складається з щільних непроникних порід, таких як вапняки, доломіт *(знання літологічного складу необхідне для правильного проведення геолого-технологічних заходів, наприклад, для карбонатних порід необхідні очищення привибійної зони соляною кислотою, для теригенних порід – соляною і плавиковою, тобто грязекислотні або глинокислотні обробки);*
- типи порід-колекторів: поровий, кавернозний, тріщинуватий і різні їх поєднання *(обумовлюють швидкість течії рідини по пласту і сприяють швидкому обводненню свердловин);*
- колекторські властивості пластів: найбільш важливими є пористість, проникність, нафто насиченість *(пористість визначає запаси нафти та газу в покладі; проникність сприяє пропусканню рідини під дією*

*перепаду тиску; нафтонасиченість це вміст в породах вуглеводневих флюїдів; нафтонасиченість менше 0,7 сприяє появі води в продукції свердловин з початку експлуатації; знання проникності необхідне для проведення геолого-технічних заходів (далі – ГТЗ) і є важливим фактором від якого залежить коефіцієнт нафтовіддачі пластів або коефіцієнт вилучення нафти (далі – КВН);*

– фізико-хімічні властивості нафти, газу, води.

Важливими характеристиками є такі: в'язкість нафти, на яку витрачається основна частина енергії при русі рідин по пласту, наявність парафіну, асфальтенів, смол, що осаджуються в привибійній зоні, на обладнанні і трубопроводах, які носять загальну назву асфальтосмолистопарафінові відкладення (далі – АСПВ) (облік цих параметрів, при розробці родовищ, необхідний для своєчасного проведення ГТЗ, що сприяють досягненню проектного КВН).

У кінці наводяться підраховані запаси нафти: балансові, які видобуваються та затверджені КВН по покладу, а також залишкові балансові й ті, що видобуваються запаси нафти і газу на поточну дату.

## **2 Технологічна частина**

### *2.1 Основні рішення проектних документів*

Починають аналіз процесу розробки з рішень проектних документів, які в різний час були намічені по даному родовищу (пласту, об'єкту), з метою їх порівняння з виконаними. Вид і зміст проектного документа залежать від стадії розробки родовища. Першим проектним документом завжди є *проект пробної експлуатації (далі – ППЕ)*, так як на першій стадії розробки отримують найважливіші дані про пласт і свердловини, необхідні для складання технологічної схеми розробки. *Технологічна схема і проект розробки родовища є основними документами, що визначають розробку родовища.*

У технологічній схемі встановлюється система і технологія розробки. У процесі її реалізації проводиться основне експлуатаційне розбурювання родовища і вказується система розробки із застосуванням заводнення або без неї.

Проект розробки складається на стадії, коли родовище розбурене на 70 %, але в систему розробки і технологію ще можна внести істотні зміни.

Якщо в процесі експлуатаційного розбурювання виявляється неможливість подальшої експлуатації за даною технологічною схемою (наприклад, скорочення фонду свердловин, через відсутність пласта), то виконується доповнення або уточнення до технологічної схеми, також доповнення або уточнення може бути виконано і до проекту розробки. Якщо на родовищі впроваджувалися якісь окремі проектні рішення, які змінюють або доповнюють проектні документи, то вказуються причини виконання таких документів (наприклад, ущільнення сітки свердловин, у зв'язку з високою в'язкістю, застосування будь-якого методу підвищення нафтовіддачі).

Кожен новий проектний документ доповнює і спирається на попередній. ***Останнім приводиться проектний документ, за яким на аналізовану дату ведеться розробка родовища.***

## *2.2 Аналіз розробки пласта з початку експлуатації*

Аналізований пласт вводиться в розробку найчастіше на *пружноводонапірному режимі*.

Весь процес розробки з початку експлуатації і до моменту виведення його з експлуатації умовно можна розділити на 4 стадії (рис. 2.1).

*1-ша стадія – введення родовища в експлуатацію*, зростання видобутку нафти, характеризується розбурюванням покладу і його облаштуванням. На першій стадії видобувається, як правило, безводна нафта.

*2-а стадія називається стабілізацією видобутку нафти.* Характеризується досягненням максимального видобутку нафти.

Відповідає виходу розробки пласта на запроектовані показники, так як зазвичай повністю освоюється система підтримки пластового тиску (далі – ППТ), добурюються резервні свердловини.

*3-а стадія – падаючого видобутку нафти.* Характеризується падінням видобутку нафти, значним зростанням обводнення при заводненні пластів і неухильним її наростанням, зниженням видобувного фонду свердловин. Тривалість стадії найбільше залежить від темпу обводнення пласта.

*4-а завершальна, кінцева стадія розробки.* Спостерігається повільне, але стабільне падіння видобутку нафти і збільшення обводнення. Розробка родовища ведеться до межі рентабельності, що відповідає обводненню 98–99 %.

### Графік розробки (назва) родовища (В1 + Б2)

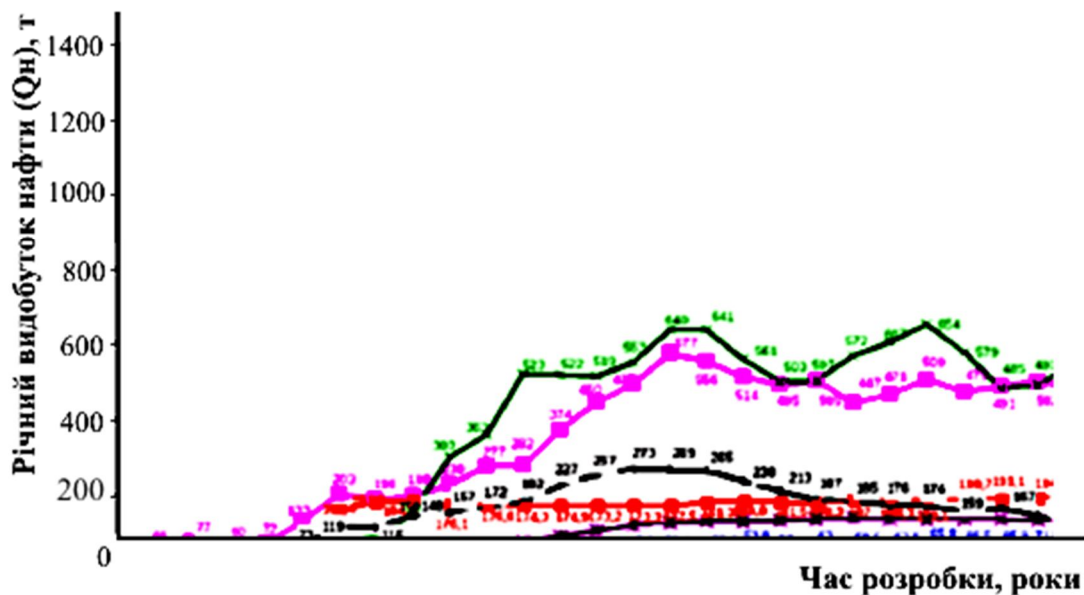


Рисунок 2.1 – Графік розробки родовища

Розглянемо приклад виділення стадій розробки за фактичними показниками розробки (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Фактичні показники розробки пласта В1

Рік	Число видобувних свердловин	Нафта, тис. т	Рідина, тис. т	Середній дебіт нафти, т/добу	Накопичений видобуток нафти, тис. т	Накопичений видобуток рідини, тис. т	Обводненість вагова, %	Темп відбору від ПДЗ, % розрах.	Ступінь виробки ПДЗ, % розрах.
1	1	42,9	42,9	123,6	42,9	42,9	0,0	0,264	0,2
2	1	39,5	40,3	108,4	82,4	83,2	2,0	0,243	0,507
3	1	23,4	25,3	64,5	105,8	108,5	7,5	0,144	0,651
4	1	17,7	19,8	48,9	123,5	128,3	10,5	0,109	0,760
5	1	18,6	21,0	51,5	142,1	149,3	11,4	0,114	0,874
6	1	17,2	21,2	47,8	159,3	170,4	18,7	0,106	0,980
7	1	13,5	19,3	37,0	172,8	189,7	30,0	0,083	1,063
8	1	9,4	13,3	30,9	182,2	203,0	28,9	0,058	1,121
9	1	5,0	6,3	33,7	187,2	209,3	20,9	0,031	1,152
10	1	14,5	18,6	39,8	201,7	227,9	22,0	0,089	1,241
11	1	8,0	11,3	53,5	209,8	239,2	28,9	0,050	1,291
12	17	161,9	174,3	34,0	371,7	413,5	7,1	0,996	2,287
13	37	362,9	379,7	33,5	734,6	793,2	4,4	2,233	4,521
14	38	544,5	614,9	47,3	1 279,1	1 408,1	11,4	3,351	7,872
15	38	582,6	713,2	46,7	1 861,7	2 121,3	18,3	3,585	11,457
16	35	539,7	673,7	45,7	2 401,5	2 795,0	19,9	3,322	14,778
17	30	678,8	857,6	64,0	3 080,2	3 652,6	20,9	4,177	18,955
18	29	655,6	858,3	65,5	3 735,8	4 510,9	23,6	4,035	22,990
19	32	705,4	1 108,9	63,8	4 441,2	5 619,8	36,4	4,341	27,331
20	32	631,6	1 087,5	56,2	5 072,9	6 707,3	41,9	3,887	31,218
21	31	580,5	1 048,7	52,6	5 653,4	7 756,0	44,6	3,573	34,790
22	29	559,8	1 154,6	54,2	6 213,3	8 910,7	51,5	3,445	38,235
23	35	591,3	1 199,6	49,0	6 804,5	10 110,3	50,7	3,639	41,874
24	40	569,3	1 350,0	40,1	7 373,9	11 460,2	57,8	3,504	45,378
25	41	446,1	1 501,3	30,8	7 820,0	12 961,5	70,3	2,745	48,123
26	42	381,3	1 692,9	25,7	8 201,3	14 654,4	77,5	2,347	50,470
27	41	296,1	1 843,2	20,7	8 497,5	16 497,6	83,9	1,822	52,292
28	41	227,2	1 776,0	15,7	8 724,7	18 273,6	87,2	1,398	53,690
29	41	200,2	1 900,6	13,9	8 924,8	20 174,2	89,5	1,232	54,922
30	40	161,4	1 841,8	11,6	9 086,2	22 016,0	91,2	0,993	55,915
31	39	152,8	1 711,8	10,9	9 239,0	23 727,8	91,1	0,940	56,855
32	39	130,5	1 476,6	9,5	9 369,5	2 5204,4	91,2	0,803	57,658
33	39	93,4	1 297,7	6,6	9 462,9	2 6502,1	92,8	0,575	58,234
34	40	74,6	1 062,7	5,2	9 537,5	2 7564,8	93,0	0,459	58,692

Розбивка на стадії розробки проводиться тільки за двома показниками:  $Q_n$  – річному видобутку нафти або темпу відбору ( $\tau = \frac{Q_{\text{рік}}}{Q_{\text{видоб}}} \cdot 100 \%$ ), який показує відсоткове відношення річного видобутку нафти до вилучених запасів.

Спочатку виділяємо другу стадію розробки, яка характеризується максимальним видобутком нафти і відхиленням від неї на 10 %.

В результаті визначаються межі між першою і другою стадією і початком третьої.

Таким чином, максимальний видобуток досягнутий в 19 році – 705,4 тис. тонн нафти, 10 % від неї становить 70,5 тис. тонн і друга стадія визначається в інтервалі 634,9–705,4 тис. тонн. Отже перша стадія 1–16 рік, друга стадія 17–19 рік. Початок третьої стадії 20 рік. Четверта стадія характеризується виположуванням кривої видобутку нафти щодо осі абсцис. Зазвичай цьому відповідає темп відбору нафти нижчий 1 % і збільшення обводнення вище 90 %. Цим показникам відповідає 30 рік, початок четвертої стадії розробки, де темп відбору – 0,993, обводненість – 91,2%. Таким чином, визначилася третя стадія розробки 20–29 рік.

Для деяких родовищ характерно, що відразу за першою стадією починається падіння видобутку нафти.

Таке явище характерне для родовищ з високов'язкими нафтами або коли до кінця першої стадії були досягнуті високі темпи відбору 12–20 % і більше.

У разі присутності води в першій стадії необхідно виявити її причину і провести аналіз у підпункті 2.2.1.

Також може спостерігатися на якійсь стадії, частіше на третій або четвертій, знову збільшення видобутку нафти, що пов'язано із застосуванням нових технологій видобування нафти з надр (далі – ГТЗ) – підпункт 2.2.2.



### 2.2.1 Аналіз обводнення пласта в першій стадії розробки

(до закачування води)

Спочатку вважається, що на першій стадії розробки обводнення відсутнє. Досвід розробки показав, що це не завжди так. Основні причини обводнення, до застосування на родовищі системи підтримання пластового тиску (далі – ППТ), діляться на дві великі групи: *технічна* та *геолого-фізична і технологічна*.

До *технічних* причин обводнення в основному відносяться:

- порушення герметичності експлуатаційної колони через корозію;
- заколонна циркуляція в інтервалі продуктивних пластів;
- порушення технології при розбурюванні цементних мостів;

До *геолого-фізичних і технологічних* належать геологічна будова, неоднорідність пластів, зміна проникності по площі покладу, а саме наявність:

- тріщинувато-порового колектора;
- водонасиченого пласта з нафтовмістом 0,5;
- водо-нафтових зон (далі – ВНЗ);
- високої в'язкості нафти;
- високого темпу відбору нафти з початку експлуатації і т.п.

Одним з головних чинників, що визначає обводнення, є неоднорідність пластів по товщині (пошарове обводнення) і по простяганню (уривчастість пластів, лінзовидність), обводнення по площі покладу. Обводнення посилюється при високому співвідношенні в'язкостей нафти і води, в результаті виникнення явища конусоутворення або в'язкісної нестійкості, наявності великих водонафтових зон (ВНЗ) і т. п.

Необхідно з'ясувати причину обводнення покладу, коротко описати теорію впровадження води в поклад і його обводнення.

### 2.2.2 Аналіз застосування геолого-технічних заходів (далі – ГТЗ)

На третій і четвертій стадії падаючого і завершального видобутку нафти аналізуються геолого-технічні заходи (ГТЗ), які застосовувалися для уповільнення падіння видобутку нафти. У таблиці 2.2 наводиться приклад виконання ГТЗ за останні три роки.

Таблиця 2.2 – Геолого-технічні заходи

Геолого-технічні заходи	200...рік		200....рік		200....рік	
	Кількість свердловин, штук	Ефект, тис. т нафти	Кількість свердловин, штук	Ефект, тис. т нафти	Кількість свердловин, штук	Ефект, тис. т нафти
ГРП	3	11,62	2	8,1	1	5,2
ОПЗ	3	1,82	1	2,3	2	6,3
СКО	7	7,0	4	3,7	1	0,9
РІР	–					
Усього	16	22,6	7	14,1	4	12,4

Коротко описується теорія заходів, що застосовуються і чому саме ці заходи використовувалися для досягнення проектного коефіцієнта вилучення нафти (далі – КВН).

### 2.3 Характеристика системи впливу на пласт

Велика частина родовищ в Україні розробляється з системою підтримки пластового тиску шляхом закачування в пласт води. Заводнення пластів поділяються на законтурне, приконтурне, внутріконтурне, осередкове, вибіркоче, бар'єрне та різні їх поєднання. Внутріконтурне заводнення у свою чергу ділиться на *блокове* або *рядне* і *площадкове*.

Аналіз необхідно проводити за картами поточних відборів на дату аналізу (*приклад побудови карти поточних відборів, в разі необхідності, представлено в додатку Ж*).

У цьому розділі необхідно розглянути певні питання.

Яка система заводнення використовується, згідно з проектом, на родовищі. Коротко описати теорію. Чому саме ця система прийнята для ППТ (вплив геологічних і фізико-хімічних властивостей родовища на

вибір прийнятої системи заводнення:  $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_b}$ , в'язкості або  $K$  проникності, неоднорідності пласта тощо).

Провести аналіз закачування води в пласт і її вплив на компенсацію відбору закачуванням поточну і накопичену, на зміну пластового тиску. Розглянути фонд нагнітальних свердловин, ( $\omega$  – інтенсивність  $\frac{N_{\text{наг}}}{N_{\text{вид}}}$ ).

Якщо по пласту застосовувалися методи регулювання, тобто збільшення тиску нагнітання, впровадження осередкового, циклічного заводнення, ЗНФП (зміна напрямку фільтраційних потоків), збільшення фонду нагнітальних свердловин, то необхідно написати з якою метою це впроваджувалося і які результати були отримані.

При блоковій системі заводнення, найчастіше, аналіз розробки проводиться по блоках. В цьому випадку, сумарне закачування по рядах нагнітальних свердловин визначається як сума кількості закачуваної води по окремих свердловинах.

Розподіл закачування між сусідніми блоками провадиться пропорційно відборам рідини по блоках. Закачування в осередкові свердловини, належить до тих блоків, в яких вони розташовані.

Закачування води можна розділити з початку розробки і за аналізований період. Якщо закачування проводиться в два пласти, то розподіл закачування в них відбувається також пропорційно накопиченому видобутку рідини з пластів.

У кінці розділу необхідно зробити висновки з розробки пласта з системою ППТ, у разі необхідності виробити заходи щодо посилення системи заводнення.

### *2.3.1 Аналіз зміни енергетичного стану покладу*

У це поняття входить режими покладів, запаси і витрати пластових вод, динаміка і поточний стан пластових і вибійних тисків.

При розробці покладів нафти розрізняють наступні режими: водонапірний, пружно-водонапірний, газонапірний, режим розчиненого

газу, гравітаційний та змішані. Більшість покладів розробляються при витісненні нафти водою, шляхом впровадження різних видів заводнення.

Для підтвердження правильності обраного режиму роботи потрібно розглядати динаміку зміни пластового тиску в зоні відбору і стан поточного пластового тиску.

1. Якщо  $P_{\text{пл}}$  знизився нижче тиску насичення ( $P_{\text{нас}}$ ) і вибійний тиск видобувних свердловин знизився нижче  $P_{\text{нас}}$  на 25 %, то це розвивається режим розчиненого газу, який характеризується підвищенням газового фактора.

2. а) якщо розробка родовища ведеться без підтримання пластового тиску (ППТ), тобто за рахунок енергії розширення самої рідини, то можна підрахувати запас пружної енергії або об'єм нафти, який можна видобути за рахунок пружної енергії рідини і пласта, не застосовуючи заводнення за формулою:

$$\Delta V_3 = \beta^* \cdot V_{\text{п}} \cdot \Delta P, \quad (2.1)$$

де  $\Delta V_3$  – запас пружної енергії. *Пружний запас* – це можлива зміна порового об'єму пласта в цілому при зміні пластового тиску на заданий граничний (найчастіше це тиск насичення).

$\beta^*$  – коефіцієнт пружності пласта,  $\beta^* = m \cdot \beta_{\text{ст}} \cdot \beta_{\text{п}}$ ;

$m$  – пористість;

$\beta_{\text{ст}}$  – коефіцієнт стисливості рідини (нафти);

$\beta_{\text{п}}$  – коефіцієнт стисливості середовища (породи);

$V_{\text{п}}$  – об'єм пласта;

$\Delta P$  – зниження тиску,  $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{пл}}$ ;

$P_{\text{поч}}$  – початковий середній пластовий тиск.

В даному випадку  $P_{\text{пл}} = P_{\text{нас}}$  – тиск насичення нафти газом. Зіставляючи поточний накопичений видобуток нафти і води з пружним запасом, можна визначитися про наявність ще в покладі пружної енергії або про терміни впровадження системи підтримання тиску.

б) для проектування розробки покладу і контролю за процесом розробки важливо знати зміну тиску в часі на умовному контурі нафтоносності покладу. Також важливо знати, протягом якого часу допустима розробка родовища без впливу на розроблювані пласти шляхом заводнення, яке, як правило, з ряду причин «запізнюється».

Для розрахунку тиску на контурі  $p_{\text{кон}}(t)$  кругового покладу будемо вважати законтурну область необмеженою з радіусом  $R$ ,  $r$  – радіус покладу ( $R \leq r \leq \infty$ ). Радіальна фільтрація води (рідини) в цій області описується диференціальним рівнянням пружного режиму. У загальному вигляді рішення цього рівняння за Ван Евердінгом і Херстом має наступний вигляд:

$$p_{\infty} = p(\rho, y) = \frac{Q_{\text{зв}} \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h} f(\rho, y), \quad (2.2)$$

де безрозмірний час  $y = \eta \cdot t / R^2$ , безрозмірна відстань  $\rho = r / R$ , сумарний дебіт покладу  $Q_{\text{зв}} = Q_{\text{р}} = \Sigma q_{\text{р}}$ ,  $\eta$  – коефіцієнт пьезопровідності.

При  $\rho = r / R = 1$  залежність  $f(\rho, y)$  має вид:

$$f(1, y) = 0,5[1 - (1 + y)^{-3,81}] + 0,487 \ln(1 + y). \quad (2.3)$$

Швидкість передачі тиску в пласті визначається пьезопровідністю, яка залежить від фізичних властивостей рідини і пласта і характеризується коефіцієнтом пьезопровідності:

$$\eta = \frac{k}{\mu(m \cdot \beta_{\text{р}} + \beta_{\text{п}})} \quad (2.4)$$

Отже, для  $Q_{\text{р}} = \text{const}$  тиск на контурі  $p_{\text{кон}}(t)$  можна розрахувати за формулою (2.4), яка витікає з наведених вище виразів (2.2) – (2.4):

$$P_{\text{кон}}(t) = P_{\infty} - \frac{Q_{\text{зв}} \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} f(1, y) \quad (2.5).$$

#### 2.4 Аналіз поточного стану розробки родовища на дату аналізу

Даний розділ починається з приведення всіх накопичених показників на аналізовану дату: видобутку нафти, рідини, закачування води, ступеня вироблення родовища, обводнення, досягнутого КВН.

Далі аналізуємо показники розробки **за останній рік**, з метою вироблення рішень для подальшої розробки пласта.

### 2.4.1 Характеристика фонду свердловин

У цьому розділі аналіз починають з характеристики фонду свердловин на дату аналізу.

Вказується початок і закінчення розбурювання родовища. Якщо свердловини не пробурені на дату аналізу повністю, визначається ступінь виконання обсягу буріння, скільки свердловин залишилося пробурити, причини відхилення від проекту. Фонд свердловин наводиться в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Стан фонду свердловин (на дату аналізу)

Категорія свердловин	Номери свердловин
1	2
Експлуатаційний фонд	ЕВН ШГН
Видобувні Діючі	
Недіючі	
Нагнітальні Діючі	
В освоєнні	
Ліквідовані	
П'єзометричні	
В консервації	
Всього	

Проводиться аналіз фонду. Визначається кількість діючих, недіючих видобувних свердловин. Розглядається недіючий фонд за причинами, з метою можливого введення їх в експлуатацію (після проведення певних робіт). При аналізі потрібно використовувати різні наочні графіки (рис. 2.2).



Рисунок 2.2 – Фонд видобувних свердловин

Непрацюючий фонд призводить до розбалансування системи розробки, вибіркової розробки запасів нафти. Основна причина переведення свердловин в категорію бездіяльних і в консервацію це низький дебіт і високе обводнення.

На пізній стадії розробки не можна виводити свердловини в бездіяльність, через негативний вплив на розробку покладу. Зменшується видобуток нафти, а головне руйнується створена система розробки, оскільки величина залишкових запасів, що приходить на діючу свердловину стає дуже великою і їх вилучення стає нереальним, що призводить до зниження вироблення запасів і зменшення КВН.

*У кінці аналізу фонду свердловин потрібно намітити заходи щодо пуску свердловин з бездіяльності, після проведення геолого-технічних робіт, як по свердловинах, так і по пласту.*

#### 2.4.2 Аналіз фонду свердловин по дебітах нафти, рідини

**Цей підрозділ виконується за технологічним режимом на 01.01.11 (табл. 2.1).**

Аналіз проводиться як цілком по пласту, так, якщо є необхідність, більш детально по окремих площах, блоках, ділянках. Якщо пласти працюють об'єктом, то аналіз краще проводити по кожному пласту. Це дає більш якісну картину і дозволяє виявити особливості розробки і виявити пласти, ділянки, які потребують поліпшення процесу розробки. Видобуток нафти накопичений, поточний (річний) по блоках і ділянках розподіляється як накопичений і поточний видобуток (нафти, рідини) окремих свердловин, що входять до ділянок, блоків, площ тощо.

Для аналізу фонду свердловин за дебітами нафти необхідно побудувати гістограми і описати їх (рис. 2.3).

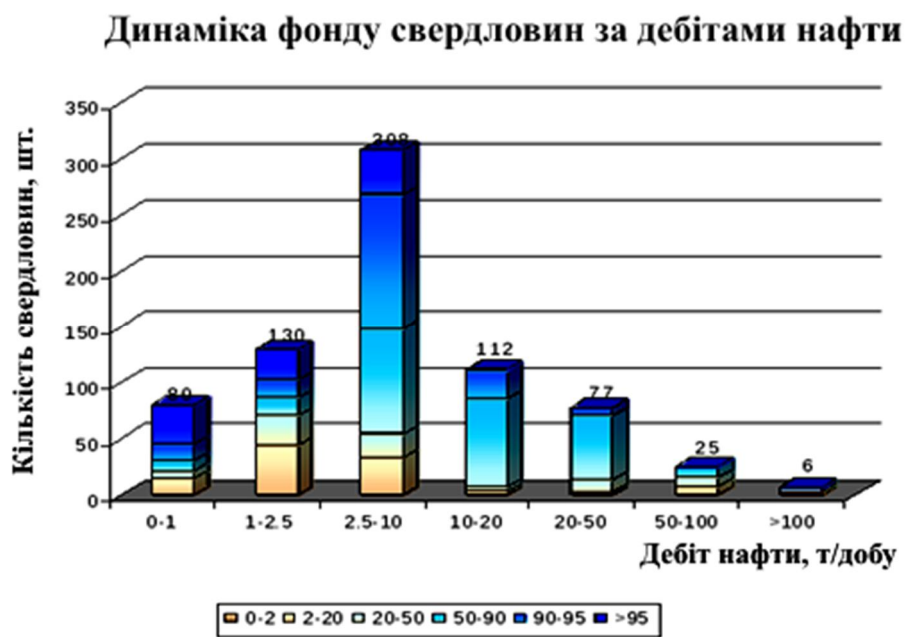


Рисунок 2.3 – Динаміка фонду свердловин за дебітами нафти

Якщо спостерігається значний фонд малодебітних свердловин, то можливо також проаналізувати їх, побудувавши гістограму (рис. 2.4).

Провести аналіз і зробити висновки, намітити заходи щодо збільшення дебітів нафти.





Рисунок 2.4 – Розподіл малодобітного фонду видобувних свердловин

#### 2.4.3 Аналіз фонду свердловин по обводненню покладу

*Цей розділ виконується за технологічним режимом на 01.01.11 (табл. 2.1).*

Обводнення свердловин при водонапірному режимі явище природне і неминуче. Характер обводнення нафтових пластів різний і залежить від властивостей продуктивних пластів, нафти і води, умов залягання нафти в пласті тощо. При вивченні характеру обводнення покладу аналізуються показники, що пояснюють ступінь обводнення покладу і свердловин:

1. Визначається обводнення покладу на поточну дату, а також бажано за ділянками розробки, блоками, окремо за пластами.
2. Кількість діючих обводнених свердловин, їх розподіл за ступенем обводнення (рис. 2.5).
3. Кількість обводнених і відключених через повне обводнення свердловин.
4. З яких причин обводняються свердловини, тобто якою водою від закачування, законтурною водою, опрісненою, з технічних причин.

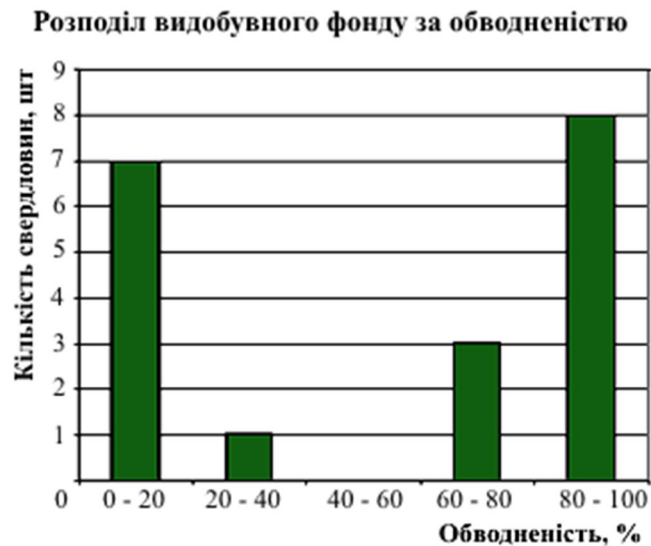


Рисунок 2.5 – Розподіл видобувного фонду за обводненістю

### 5. ВНФ (водогазовий фактор).

Обводнення покладу зростає залежно від часу розробки і відібраних запасів нафти. Наведений графік «Залежність числа працюючих свердловин, середнього дебіту нафти і обводнення продукції від поточної нафтовіддачі (КВН)» дозволяє наочно бачити їх зміни по покладу (рис. 2.6). Бажано зробити такий графік.

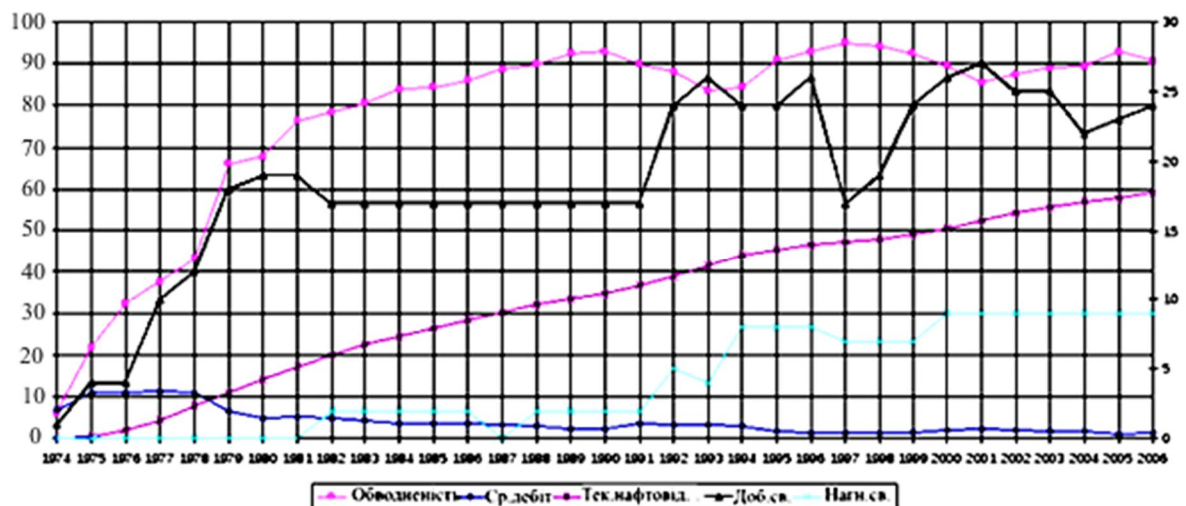


Рисунок 2.6 – Залежність числа працюючих свердловин, середнього дебіту нафти і обводнення продукції від поточної нафтовіддачі (КВН)

Замість гістограм (рис. 2.3; 2.5) можна використовувати таблицю 2.4 для аналізу обводнення і дебіту нафти.

Таблиця 2.4 – Стан фонду свердловин (на дату аналізу)

Дебіт нафти т\доб	Обводненість, %								Усього свердловин
	< 1	1 – 5	5 – 10	10 – 30	30 – 50	50 – 90	90 –98	> 98	
Пласт В1									
100–120						1			1
80–100									0
60–80						3	1		4
40–60					2	7	1	3	13
20–40			1	1	4	3	2	1	12
3–20				9	8	8			25
< 3				1	3	3			7
Усього	0	0	1	11	17	27	6	4	66

### 2.5 Зіставлення проектних і фактичних показників розробки

При порівнянні проектних і фактичних показників ми можемо частково визначитися з ефективністю розробки даного пласта, відзначити недоліки і намітити заходи з регулювання, тобто приведення у відповідність фактичних показників до проектних.

Зіставлення проектних і фактичних показників проводиться за останні 5 років розробки за таблицею 2.5.

Таблиця 2.5 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки

Показники	200		200		200		200		200	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Видобуток нафти всього, тис. т/рік										
Накопичений видобуток нафти, тис. т										
Темп відбору від початкових витягуємих запасів, %										
Обводненість середньорічна за (масою), %										

Продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Видобуток рідини всього, тис. т/рік										
Накопичений видобуток рідини, тис. т										
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт.										
Фонд нагнітальних свердловин на кінець року, шт.										
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини										
по нафті, т/доб										
по рідині, т/доб										
Закачка робочого агента накопичена, тис. м <sup>3</sup>										
річна, тис. м <sup>3</sup> /рік										
Компенсація відборів рідини в пластових умовах										
поточна, %										
накопичена, %										

***Крім таблиці можна навести ще наглядні графіки.***

Аналіз починають з порівняння проектних і фактичних показників видобутку нафти.

При її зниженні над проектними показниками або підвищенні визначають причини. Це може бути:

- зменшення, збільшення фактичного видобувного фонду свердловин;
- збільшення, зниження обводнення більше проектного значення;
- зниження, збільшення дебітів нафти;

- зменшення, збільшення закачування води;
- зниження або підвищення пластового тиску;
- зменшення, збільшення фонду нагнітальних свердловин.

Особливу увагу потрібно приділити порівнянню проектних і фактичних показників накопиченого видобутку нафти. Оскільки може бути, що фактичні показники за останні 5 років вищі проектних, а накопичений видобуток нафти нижчий, що говорить про недостатню ефективність розробки пласта.

***На основі проведеного порівняння визначаються напрямки по поліпшенню системи розробки.***

## *2.6 Визначення ефективності розробки нафтових покладів розрахунковими методами*

Для визначення або підтвердження ефективності розробки по покладу проводять відповідні розрахунки, які виконуються за погодженням з викладачем, залежно від стадії розробки.

1. Аналіз ступеня вироблення і підрахунку КВН за допомогою карти залишкових, ефективних нафтонасичених товщин (дод. И).
2. Визначення проникності за картою ізобар (дод. К).
3. Визначення запасів пружної енергії пласта при розробці його без заводнення (розділ 2.3.1, 2, а).
4. Розрахунок тиску на умовному контурі нафтоносності (розділ 2.3.1, 2, б).

## *2.7 Оцінка ефективності розробки аналізованого пласта і рекомендації для його подальшої розробки*

В цьому розділі остаточно визначаємо ефективність розробки покладу і виробляємо заходи для подальшої ефективної розробки.

***Короткий приклад*** (студент описує докладно, наводячи отримані цифри. Міроприємства не переписуються, а наводяться конкретні заходи по своєму пласту, свердловинах).

Розглянувши аналіз розробки з початку експлуатації і на поточну дату, вважаю, що розробка покладу ведеться ефективно чи неефективно:

- близькі значення показників ступеня вироблення 87,1 % і обводнення 85,6 % опосередковано визначають ефективність розробки;
- порівняння проектних і фактичних показників показало, що фактичні показники вищі, за проектні. Крім того, і накопичений видобуток нафти вищий за проектний;
- проведені розрахунки, підтвердили ефективність системи розробки.

З метою подальшої розробки і досягнення проектного КВН, рекомендовано вжити таких заходів:

1. Складання нового проектного документу для приведення у відповідність проектних і фактичних показників.
2. Введення бездіяльних свердловин (обводнених, малодобітних), після проведення в них відповідних геолого-технічних заходів
3. Посилення системи заводнення очаговими свердловинами, в зонах з залишковими запасами або товщинами. Застосування ПАР, різних видів заводнення: полімерного, лужного, міцелярного тощо. Застосування циклічного заводнення і ЗНФП.
4. Заходи, спрямовані на зменшення обводнення – потоковідхилюючі технології, в'язкопружні системи, хімічні реагенти тощо.
5. Заходи, спрямовані на збільшення проникності в привибіній зоні – ГРП, різні види перфорацій, нові модифікації кислотних обробок тощо. п.
6. Заходи, спрямовані на зменшення в'язкості нафти – бічні стовбури, ущільнення сітки свердловин, горизонтальні свердловини, теплові методи, полімерне заводнення тощо.

#### *2.8 Опис рекомендованих до впровадження заходів*

***У цьому розділі докладно описуються ті заходи, які рекомендуються в попередньому розділі.***

## *2.9 Спеціальне питання*

В розділі студент поглиблено розробляє одне з техніко-технологічних питань проекту. Тема спеціального питання вибирається студентом під час проходження виробничої практики. Для цього студент збирає докладний промисловий матеріал з вибраного питання.

При розробці спецпитання студент повинен показати вміння аналізувати і узагальнювати літературні та промислові матеріали, проводити самостійні лабораторні або промислові дослідження стосовно вирішення конкретної задачі технології закінчування свердловини, а також робити обґрунтовані висновки.

Необхідно зробити економічне обґрунтування рішень, що приймаються в цьому розділі, зробити загальні висновки і рекомендації.

Спецпитання може бути виділене в окремий розділ або, якщо воно є поглибленою розробкою одного із розділів проекту, входити до відповідного розділу.

### ***Орієнтовні теми спецпитань:***

1. Визначення нафтовилучення залежно від пружних властивостей рідин і породи.
2. Прогнозування зміни тиску на контурі нафтового покладу при пружному режимі в законтурній області пласта.
3. Визначення зміни тиску в пласті при пружному режимі.
4. Визначення нафтонасиченості на кінець інтервалу зміни тиску при режимі розчиненого газу.
5. Визначення термінів розробки при режимі розчиненого газу.
6. Визначення коефіцієнта нафтовилучення при режимі розчиненого газу.
7. Розрахунок розподілу тиску в прямолінійній ділянці покладу, який працює в умовах природного жорстко водонапірного режиму.
8. Розрахунок фонтанування за рахунок гідростатичного напору пласта, ккд процесу.

9. Розрахунок мінімального вибійного тиску фонтанування.
10. Розрахунок дебітів кругового покладу при природному жорстко водонапірному режимі.
11. Визначення нафтонасиченості на фронті витіснення нафти водою при водонапірному режимі.
12. Визначення нафтовіддачі пласта при водонапірному режимі.
13. Визначення дебітів (вибійних тисків) для покладів нафти з рухомим контуром ВНК при водонапірному режимі.
14. Проектування процесу закачування води для підтримання пластового тиску.
15. Визначення тиску на вибої нагнітальної свердловини при заводненні.
16. Розрахунок втрат тиску при заводненні пласта в наземних трубопроводах і в свердловині.
17. Визначення кількості води, яка нагнітається в поклад при заводненні.
18. Визначення приймальності водонагнітальної свердловини при заводненні.
19. Визначення кількості водонагнітальних свердловин для заводнення.
20. Визначення показників розробки родовища при газонапірному режимі.

#### *2.10 Охорона надр та довкілля*

У розділі наводяться короткі характеристики об'єктів з точки зору охорони навколишнього середовища, а також заходи, що забезпечують охорону природних об'єктів.

При висвітленні питань охорони надр та довкілля основна увага повинна бути направлена на недопущення забруднення поверхневих та підземних вод стічними промисловими водами. Необхідно передбачити заходи з охорони земель та проведення рекультивації земельних ділянок по закінченні експлуатації свердловин (орієнтовний обсяг розділу 2–3 сторінки).



### *2.11 Безпека людини*

У цьому розділі необхідно передбачити основні заходи з техніки безпеки при розробці нафтового родовища та видобуванні нафти із свердловин. У розділі наводяться короткі характеристики об'єктів з точки зору безпеки людини, а також заходи, що забезпечують безпечні умови праці персоналу та безпеку людини при надзвичайних ситуаціях (орієнтовний обсяг розділу 2–3 сторінки).

#### *Висновки (до другого розділу)*

У висновках коротко розглядається проведений аналіз розробки, з кожного розділу. Відзначаються особливості процесу розробки, тенденції, які намітилися в останні роки, оцінюється існуюча система розробки, і рекомендуються заходи для подальшої розробки. Сюди ж долучаються і висновки по спецпитанню.

### **Загальні висновки**

Загальні висновки повинні включати короткі підсумки виконаної студентом роботи, пропозиції з її використання, можливість впровадження з його техніко-економічною оцінкою. Необхідно зробити обґрунтований висновок з аналізу розробки продуктивного пласта, характеристики системи впливу на пласт і т. п. При цьому логічно послідовно висвітлюються теоретичні і практичні висновки й пропозиції, до яких прийшов студент в результаті виконання роботи. Вони повинні бути короткими і чіткими такими, що дають повне уявлення про значущість, обґрунтованість і ефективність розробки. Пишуться вони тезисно (по пунктах) і мають відображати основні висновки з теорії питання, по проведеній роботі та всіх пропонованих напрямленням вдосконалення проблеми.

Обов'язковими для курсового проекту є логічний зв'язок між розділами і послідовний розвиток основної ідеї теми протягом всієї роботи (орієнтовний обсяг розділу 3–5 сторінок).

## **4 МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ З ОФОРМЛЕННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ**

Пояснювальна записка (далі – ПЗ) курсового проекту повинна включати в себе:

- титульний аркуш;
- завдання на курсовий проект;
- зміст;
- основну частину;
- висновки;
- перелік посилань на джерела.

### **4.1 Титульний аркуш**

Титульний аркуш оформляється на бланку формату А4 і заповнюється чорною тушшю креслярським шрифтом або комп'ютерним набором.

### **4.2 Завдання на курсовий проект**

Завдання на курсовий проект оформляється на бланку, виданому керівником курсового проекту чітким розбірливим почерком.

### **4.3 Зміст**

Зміст курсового проекту виконують на окремому аркуші і розташовують після завдання.

Назву «Зміст» розміщують посередині сторінки з великої літери.

У змісті повинні бути вказані порядкові номери і назви розділів із зазначенням номера аркуша, на якому вони приведені.

### **4.4 Основна частина**

Зміст розрахунково-пояснювальної записки курсового проекту повинен відповідати виданому завданню.

### **4.5 Основні висновки**

У висновки повинні бути включені короткі підсумки виконаної студентом роботи, пропозиції їх використання, можливість впровадження

та техніко-економічну оцінку проекту.

#### **4.6 Перелік літературних джерел**

Список повинен містити перелік джерел, використаних при виконанні курсового проекту, на які є посилання в ПЗ.

Список використаних джерел розпочинають із нового аркуша із заголовком зверху посередині строчки «Перелік посилань на джерела».

Відомості про джерело потрібно подавати у відповідності до вимог стандарту Бібліографічний запис. Бібліографічний опис (ДСТУ 7.1:2006) [2].

#### **4.7 Загальні вимоги до оформлення курсового проекту**

**4.7.1** ПЗ повинна бути надрукована на принтері чорним кольором на білому папері формату А4 (210 × 297 мм) з рамкою. Рядки тексту не повинні виходити за рамки.

Кожну частину слід починати з нового аркуша. Найменування частин слід розташовувати в середині рядка і виділяти основним креслярським шрифтом (прописними буквами) з висотою букв і цифр єдиної для всіх заголовків.

Найменування розділів і підрозділів слід починати з абзацного відступу і друкувати з великої літери.

Не допускається розміщувати найменування розділів на окремих аркушах, підкреслювати і ставити в кінці найменування крапку.

Кожен пункт тексту або закінчену думку необхідно записувати з абзацу.

*Неохайно оформлений проект повертається автору без перевірки.*

**4.7.2** Пояснювальна записка до курсового проекту повинна мати м'яку палітурку (з паперу більш щільнішого, ніж аркуші ПЗ).

На палітурці креслярським шрифтом вказують скорочену назву спеціальності, дві останні цифри залікової книжки, групу, ім'я та прізвище студента, рік виконання проекту.

Не допускається скріплення листків ПЗ за допомогою швидкозшивачів, тасьмою тощо. Частини скріплюючих елементів (скоби,

нитки), які виступають на зовнішню поверхню обкладинки, повинні бути акуратно заклеєні смужкою паперу кольору обкладинки.

#### **4.8 Вимоги до викладу тексту**

Текст записки повинен бути стислим, точним, не допускати різних тлумачень, логічно послідовним, необхідним і достатнім для повноти викладу змісту. У тексті не допускається:

- вживати звороти розмовної мови, техніцизми та практицизми;
- вживати для того ж самого поняття різні науково-технічні терміни;
- вживати скорочення слів, окрім встановлених правилами української орфографії та чинними стандартами (с. – сторінка; р. – рік; рр. – роки; мін. – мінімальний; макс. – максимальний; абс. – абсолютний; відн. – відносний та ін.).

Текст поділяється на розділи і підрозділи згідно змісту курсового проекту, і повинен мати заголовки. Переноси слів у заголовках недопустимі, а крапка в кінці не ставиться.

Нумерація аркушів – наскрізна. Першим аркушем є титульний лист, другим – завдання. Вони не нумеруються.

#### **4.9 Оформлення таблиць**

Кожна таблиця повинна мати назву та номер. Найменування «Таблиця» та її номер пишуться зліва над таблицею, у цьому ж рядку – її назва через дефіс. Назва таблиці повинна відображати її зміст. При перенесення частини таблиці на іншу сторінку, її назву розміщують лише над першою частиною, а над іншими пишуть слова «Продовження таблиці» або «Закінчення таблиці» із зазначенням її номера. Нумерація таблиць робиться арабськими цифрами по розділах. На всі таблиці ПЗ повинні бути посилання в тексті. При посиланні пишуть: «Таблиця» із зазначенням номера.

#### **4.10 Оформлення рисунку в ПЗ**

Рисунки (графіки, розрахункові та технологічні схеми) розміщують у тексті ПЗ безпосередньо після тексту, в якому про нього згадується вперше або на наступному аркуші.

Рисунки виконуються на комп'ютері або олівцем на аркушах ПЗ, крім суміщених графіків тисків та епюр тисків, виконання яких є обов'язковим на міліметровому папері.

Нумерація рисунків здійснюється арабськими цифрами по розділах. Внизу під рисунком пишеться слово «Рисунок», ставиться його номер та назва. Наприклад, «Рисунок 1.1 – Суміщений графік зміни тисків».

#### **4.11 Формули та рівняння**

Для написання розрахункових формул потрібно використовувати символи, які прийняті в курсі «Закінчування свердловин». Пояснення символів і числових коефіцієнтів, що входять до формули, повинні бути приведені безпосередньо під нею. Пояснення даються в тій же послідовності, в якій символи подані у формулі. У формулу значення величин потрібно підставляти без одиниць вимірювання і в такій послідовності, в якій подані відповідні символи.

Нумерація формул проводиться арабськими цифрами по розділах. Номер формули записується в круглих дужках праворуч, на її рівні.

#### **4.12 Посилання**

У тексті ПЗ дають посилання на текст ПЗ і використані джерела. При посиланні на текст ПЗ зазначають номер розділу, підрозділу, пункту, формули, рисунка, таблиці. При посиланні потрібно писати: «... у відповідності з розділом 1.1» або «... згідно з 1.1» тощо.

При посиланні на джерело в тексті ПЗ потрібно вказати його порядковий номер за списком джерел і виділити двома квадратними дужками, наприклад, «... у відповідності з [1]».

#### **4.13 Одиниці фізичних величин**

У тексті ПЗ потрібно використовувати лише стандартизовані одиниці фізичних величин, їх назви і позначення відповідно до ДСТУ 3651.0.

## 5 ПЕРЕЛІК КРЕСЛЕНЬ ДО КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

### Графічні додатки

Як графічні додатки до розрахунково-пояснювальної записки додаються:

- топографічна карта району робіт;
- структурні карти продуктивних горизонтів;
- геологічний профіль родовища (геологічні розрізи продуктивної товщі родовища);
- карти розробки продуктивних горизонтів;
- графіки розробки (наприклад, проектні показники розробки родовища, прогнозні показники розробки родовища, фактичні показники розробки родовища тощо.);
- схема обладнання (гирла і вибою) видобувної нафтової свердловини.

Частина графічних додатків дається в пояснювальній записці до проекту, а частина розміщується на аркуші формату А3. На цей лист виносяться:

- структурні карти продуктивних горизонтів;
- геологічний профіль родовища (геологічні розрізи продуктивної товщі родовища);
- схема регулювання балансу пластової енергії шляхом штучного заводнювання пласта (пластів) або нагнітання газу.

## 6 ЗАХИСТ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ ТА ЙОГО ОЦІНКА

Захист курсового проекту відбувається при комісії у складі не менше двох викладачів при безпосередній участі керівника проекту і в присутності студентів групи. Під час захисту проекту студент робить коротку доповідь про виконану ним роботу (5–10 хв) і дає відповіді на запитання членів комісії.

Курсовий проект оцінюється в балах рейтингової системи за нижче поданого схемою:

1. Виконання допущеного до захисту курсового проекту в повному обсязі та без помилок – 50 балів.
2. Акуратність оформлення курсового проекту – 10 балів.
3. Відповіді на усі запитання під час захисту курсового проекту – 40 балів

Максимально можлива кількість балів за виконання та захист курсового проекту – 100.

Таблиця 6.1 – Національна та ECTS шкала оцінювання курсового проекту

Сума балів за всі види навчальної діяльності	Оцінка ECTS	Оцінка за національною шкалою	
		для екзамену, курсового проекту (роботи), практики	для заліку
90–100	A	відмінно	зараховано
82–89	B	добре	
74–81	C		
64–73	D	задовільно	
60–63	E		
35–59	FX	незадовільно з можливістю повторного складання	не зараховано з можливістю повторного складання
0–34	F	незадовільно з обов’язковим повторним вивченням дисципліни	не зараховано з обов’язковим повторним вивченням дисципліни

Якщо студент отримав незадовільну оцінку видається нове завдання для виконання нового курсового проекту.

## СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Акульшин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А. И. Акульшин. – Москва : Недра, 1988. – 240 с.
2. Бібліографічний опис документів відповідно до ДСТУ 7.1:2006, запровадженого в дію в Україні 01.07.2007. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 23 с.
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава : ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
5. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2011. – 509 с.
6. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2006. – Т1. – 560 с; Т2 – 800 с.
7. Борисенко З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа / З. Г. Борисенко. – Москва : Недра, 1980. – 206 с.
8. Вольченко Д. О. Технологія розробки нафтових родовищ : практикум / Д. О. Вольченко, І. М. Драган. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 84 с.
9. Гиматудинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти / Ш. К. Гиматудинов. – Москва : Недра, 1974.
10. Гутман И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа / И. С. Гутман. – Москва : Недра, 1995. – 223 с.
11. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Перевод с английского / Л. П. Дейк. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2009. – 540 с.



12. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.
13. Доленко Г. Н. Нефтегазоносные провинции Украины / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, М. Н. Бойчук. – Київ : Наукова думка, 1985. – 185 с.
14. Дячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів / В. В. Дячук. – Харків, 2005. – 97 с.
15. Єгер Д. О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д. О. Єгер. – Київ : Техніка, 2003. – 162 с.
16. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для ВУЗов / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 1998. – 365 с.
17. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – Москва : Недра, 1981. – 456 с.
18. Зайцев Ю. В. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Зайцев, Ю. А. Балакиров. – Москва : Недра, 1986. – 302 с.
19. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: учебник для вузов / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – Москва : Недра, 1985. – 422 с.
20. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину у 2-х книгах / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. – Львів : Центр Європи, 2005. – Кн. 1. – 352 с; Кн. 2. – 414 с.
21. Кристиан М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин : пер. с румынск. / М. Кристиан, С. Сокол, А. Константинеску. – Москва : Недра, 1985. – 184 с.
22. Мищенко И. Т. Расчеты в добыче / И. Т. Мищенко. – Москва : Недра, 1989. – 245 с.

23. Мищенко И. Т. Сборник задач по технологии и техники нефтедобычи / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон. – Москва : Недра, 1984. – 272 с.
24. Молчанова Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа : учебник для вузов / Г. В. Молчанова, А. Г. Молчанов. – Москва : Недра, 1984. – 464 с.
25. Нефтепромысловое оборудование : справочник / Под ред. В. И. Бухаленко. – 2-е изд. – Москва. – 1990. – 559 с.
26. Попов Г. Е. Охрана окружающей среды по предприятиям нефтяной и газовой промышленности / Г. Е. Попов, Л. Ф. Петряшин. – Москва : ВНИИгаз, 1994 – 119 с.
27. Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України. – Київ, 2004.
28. Правила розробки родовищ нафти та газу. – Київ : Міністерство палива та енергетики України, 2010. – 109 с.
29. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1988. – 302 с.
30. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев. – Москва : Недра, 1986. – 296 с.
31. Справочник по геологии нефти и газа / Под ред. Н. А. Еременко. – Москва : Недра, 1984. – 480 с.
32. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1983. – 454 с.
33. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посібник / [О. І. Адарчук, О. О. Акульшинко, В. С. Бойко, та ін.]. – Івано-Франківськ : Факел, 2008. – 434 с.

34. Хант Дж. Геохимия и геология нефти: пер. с англ / Дж. Хант. – Москва : Мир, 1982. – 704 с.

35. Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти / А. М. Юрчук, А. З. Истомин. – Москва : Недра, 1979. – 271 с.

ДОДАТОК А

Зразок оформлення титульної сторінки курсового проекту

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

**Кафедра експлуатації газових і теплових систем**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

до курсового проекту

**бакалавр**

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

з дисципліни

**«ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ»**

Виконав: студент 3 курсу,  
група НІТ 2016-1  
спеціальність 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

№ залікової книжки \_\_\_\_\_

Перевірив: \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

**Харків  
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова  
2019**

## ДОДАТОК Б

### Зразок завдання зі збору інформації для курсового проекту

ЗАВДАННЯ № \_\_\_\_

зі збору інформації для курсового проекту  
з дисципліни «Технологія розробки нафтових родовищ»

Для студента \_\_\_\_\_  
по родовищу \_\_\_\_\_  
пласт \_\_\_\_\_

Курсовий проект складається з двох частин: геологічної та технологічної.

#### 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

Включає такі пункти:

- 1.1 Загальні відомості про родовище.
- 1.2 Стратиграфія.
- 1.3 Коротко тектоніку.
- 1.4 Колекторські властивості пласта (проникність, пористість, неоднорідність пласта, коефіцієнт піщанистості, розчленованості).
- 1.5 Фізико-хімічні властивості продукції свердловин (нафта, газ, вода).
- 1.6 Параметри для підрахунку запасів балансових і видобувних, коефіцієнта нафтовіддачі.

***Ці дані брати в підрахунку запасів і проектних документах: Технологічній схемі, Проекті розробки та ін.***

#### 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

Для виконання курсового проекту потрібні наступні дані:

- 2.1 Фактичні показники розробки з початку експлуатації або графік розробки на 01.01 поточного року.
- 2.2 Проектні і фактичні показники за останні 5 років перед поточним роком (або проектні показники з останнього проектного документа).
- 2.3 Технологічні режими роботи свердловин (за грудень або четвертий квартал минулого року).
- 2.4 Фонд свердловин по заданому пласту. Причини виходу в бездію видобувних і нагнітальних свердловин.

З останнього проектного документа розробки виписати для аналізу показників розробки пласта дані: причини збільшення обводнення, зміни дебітів нафти і рідини, причини невиконання видобутку нафти і т. п. Зібрати дані по здійснюваних геолого-технічних заходах по аналізованому пласту.

#### ГРАФІЧНИЙ МАТЕРІАЛ

1. Графік розробки на 01.01 поточного року.
2. Карта поточних відборів на 01.01 поточного року.
3. Карта початкових нафтонасичених товщин.
4. Геологічний профіль по пласту.
5. Структурна карта і розріз родовища.

## ДОДАТОК В

### Зразок реферату курсового проекту

#### Реферат

Прізвище та ініціали студента \_\_\_\_\_

Назва роботи \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Спеціальність (шифр і назва) \_\_\_\_\_

Місто, рік \_\_\_\_\_

Стор. \_\_\_\_\_ таблиць \_\_\_\_\_ рисунків \_\_\_\_\_ графічних креслень \_\_\_\_\_

Ключові слова (заголовними літерами) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Мета роботи \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Основний зміст \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Практичне значення роботи полягає \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

## ДОДАТОК Г

### Зразок оформлення «Змісту» курсового проекту

#### ЗМІСТ

Вступ .....	
Розділ 1 Геологічна частина .....	
1.1 Загальні відомості про родовище .....	
1.2 Орогідрографія .....	
1.3 Стратиграфія .....	
1.4 Тектоніка .....	
1.5 Нафтогазоводоносність .....	
1.6 Колекторські властивості пласта .....	
1.7 Фізико-хімічні властивості нафти, газу і води .....	
1.8 Підрахунок запасів нафти і газу .....	
Висновки .....	
Розділ 2 Технологічна частина .....	
2.1 Основні рішення проектних документів .....	
2.2 Аналіз розробки пласта з початку експлуатації .....	
2.3 Характеристика системи впливу на пласт .....	
2.4 Аналіз поточного стану розробки родовища на дату аналізу .....	
2.5 Зіставлення проектних і фактичних показників розробки .....	
2.6 Визначення ефективності розробки нафтових покладів розрахунковими методами .....	
2.7 Оцінка ефективності розробки аналізованого пласта і рекомендації для його подальшої розробки .....	
2.8 Опис рекомендованих до впровадження заходів .....	
2.9 Спеціальне питання .....	
2.10 Охорона надр та довкілля .....	
2.11 Безпека людини .....	
Висновки .....	
Загальні висновки .....	
Список джерел .....	
Графічні додатки .....	

## ДОДАТОК Д

### Шаблони таблиць вихідних даних для геологічної частини

Таблиця Д1 – Товщина пластів \_\_\_\_\_

№ з/п	Товщина	Найменування	Зони пласта		По пласту в цілому
			нафтова	водонафтова	
1	Загальна	Середньозважені значення, м Коефіцієнт варіації Інтервал зміни, м			
2	Нафтонасичена	Середньозважені значення, м Коефіцієнт варіації Інтервал зміни, м			
3	Ефективна	Середньозважені значення, м Коефіцієнт варіації Інтервал зміни, м			

Таблиця Д2 – Статистичні показники характеристик неоднорідності горизонту

Пласт	Коефіцієнт піскуватості, $K_p$		Коефіцієнт розчленованості, $K_r$	
	Середнє значення	Коефіцієнт варіації	Середнє значення	Коефіцієнт варіації

Таблиця Д3 – Характеристика колекторських властивостей

	Параметри	Проникність, $\text{мкм}^2$	Пористість, %	Початкова нафтонасиченість, %
1	2	3	4	5
За даними дослідження керну	Кількість свердловин			
	Кількість визначень			
	Середнє значення			
	Коефіцієнт варіації			
	Інтервал зміни			
За геофізичними дослідженнями	Кількість свердловин			
	Кількість визначень			
	Середнє значення			
	Коефіцієнт варіації			
	Інтервал зміни			



Продовження таблиці ДЗ

1	2	3	4	5
За гідродинамічним и дослідженнями	Кількість свердловин			
	Кількість визначень			
	Середнє значення			
	Коефіцієнт варіації			
	Інтервал зміни			
Прийняті значення				

**Таблиці фізико-хімічних властивостей пластової і розгазованої нафти**

Таблиця Д4 – Компонентний склад нафтового газу, розгазованої і пластової нафти, % (мольні)

Найменування	Газ, що виділився з нафти при одноразовому розгазуванні в стандартних умовах	Нафта, розгазована одноразово в стандартних умовах	Пластова нафта
1 Сірководень			
2 Вуглекислий газ			
3 Азот + рідкісні			
4 Метан			
5 Етан			
6 Пропан			
7 Ізобутан			
8 Н-бутан			
9 Ізопентан			
10 Н-пентан			
11 Залишок (C <sub>6</sub> + вищі)			
12 Залишок (C <sub>7</sub> + вищі)			
13 Густина при стандартних умовах нафти, г/см газу, г/л			

**Обов'язково.**

Таблиця Д5 – Геолого-фізична характеристика продуктивного пласта

Параметри	Одиниці виміру	Значення
1	2	3
Середня глибина залягання	м	
Тип покладу		
Тип колектора		
Площа нафтогазоносності	тис. м <sup>2</sup>	
Середня загальна товщина	м	
Середня нафтонасичена товщина	м	

Продовження таблиці Д5

Пористість		%	
Проникність	За керном	мкм <sup>2</sup>	
	За гідро. дослідженнями	мкм <sup>2</sup>	
Початкова нафтонасиченість		частки од.	
Початкова водонасиченість		частки од.	
Коефіцієнт пісчанистості		частки од.	
Коефіцієнт розчленованості		частки од.	
Коефіцієнт витіснення		частки од.	
Коефіцієнт варіації проникності		частки од.	
Тип змочуваності породи			
Початкова пластова температура		°C	
Початковий пластовий тиск		МПа	
В'язкість нафти в пластових умовах		мПа·с	
Густина нафти в пластових умовах		т/м <sup>3</sup>	
Густина нафти в поверхневих умовах		т/м <sup>3</sup>	
Абсолютна відмітка ВНК		м	
Об'ємний коефіцієнт нафти		частки од.	
Вміст сірки в нафті			
Вміст смол селікагенових в нафті		%	
Вміст асфальтенів в нафті		%	
Вміст парафіну в нафті		%	
Температура випадання АСПВ		°C	
Тиск насичення нафти		МПа	
Газовміст нафти		м <sup>3</sup> /т	
В'язкість води в пластових умовах		мПа·с	
Густина води в пластових умовах		т/м <sup>3</sup>	
Мінералізація пластової води		г/л	
Початкові балансові запаси нафти		млн. т	
Початкові видобувні запаси нафти		млн. т	
Коефіцієнт нафтовилучення		частки од.	
Схема розміщення свердловин (5-точкова, 7-точкова, лінійна, шахова)			

## ДОДАТОК Е

### Приклад розрахунку балансових, видобутих і залишкових запасів нафти і газу по родовищу (пласту) на 01.01.2010

Підрахунок запасів нафти проводиться за формулою об'ємного методу

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot m \cdot \rho \cdot \lambda \cdot \theta, \quad (\text{Е.1})$$

де  $Q_{\text{бал}}$  – балансові запаси, тис. т;

$F$  – площа нафтоносності – 23 790 тис. м<sup>2</sup>;

$h$  – середня ефективна нафтонасичена товщина – 11,8 м;

$m$  – коефіцієнт пористості – 0,12 частки од.;

$\lambda$  – коефіцієнт нафтонасиченості – 0,89 частки од.;

$\rho$  – густина нафти в поверхневих умовах – 0,864 5 т / м<sup>3</sup>;

$\theta$  – перерахунковий коефіцієнт – 0,962 8 частки од.;

$\theta = \frac{1}{B}$ , де  $B$  об'ємний коефіцієнт.

Визначаємо початкові балансові запаси нафти

$$Q_{\text{бал}} = 23\,790 \cdot 11,8 \cdot 0,12 \cdot 0,89 \cdot 0,864\,5 \cdot 0,962\,8 = 24\,265 \text{ тис. т.}$$

Визначаємо витягуємі запаси нафти

$$Q_{\text{вит}} = Q_{\text{бал}} \cdot K, \quad (\text{Е.2})$$

де  $K$  – коефіцієнт витягування нафти. Для даного пласта прийнятий 0,325 долі од.:

$$Q_{\text{вит}} = 24\,265 \cdot 0,325 = 7\,886 \text{ тис. т.}$$

Залишкові балансові запаси нафти на 01.01 200..р. складуть

$$Q_{\text{зал.бал}} = Q_{\text{бал}} - Q_{\text{вид}} \quad (\text{Е.3})$$

де  $Q_{\text{вид}}$  – видобуток нафти з початку розробки на аналізовану дату – 5 093 тис. т.

$$Q_{\text{зал.бал}} = 24\,265 - 5\,093 = 19\,172 \text{ тис. т.}$$

Залишкові витягуємі запаси на 01.01.200... становлять

$$Q_{\text{зал.вит}} = Q_{\text{вит}} - Q_{\text{вид}} \quad (\text{E.4})$$

$$Q_{\text{зал.вит}} = 7\,886 - 5\,093 = 2\,793 \text{ тис. т}$$

Розрахунок балансових, видобутих, залишкових запасів газу:

$$V_{\text{бал.поч}} = Q_{\text{бал.поч}} \cdot \Gamma = 24\,265 \cdot 20,7 = 502,3 \text{ млн. м}^3 \quad (\text{E.5})$$

де  $\Gamma$  – газовий фактор по пласту – 20,7 м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{поч.вит}} = Q_{\text{поч.вит}} \cdot \Gamma \quad (\text{E.6})$$

$$V_{\text{поч.вит}} = 7\,886 \cdot 20,7 = 163,2 \text{ млн. м}^3.$$

Залишкові балансові запаси газу на 01.01.200...:

$$V_{\text{бал.зал.г}} = Q_{\text{бал.зал.н}} \cdot \Gamma \quad (\text{E.7})$$

$$V_{\text{бал.зал.г}} = 19\,172 \cdot 20,7 = 396,9 \text{ млн. м}^3.$$

$$Q_{\text{вит.зал.г}} = Q_{\text{вит.зал.н}} \cdot \Gamma \quad (\text{E.8})$$

$$Q_{\text{вит.зал.г}} = 2793 \cdot 20,7 = 57,8 \text{ млн. м}^3.$$

Підраховані і залишкові запаси нафти по пластах на 1.01.2010 проставляються в таблицю Е1.

Таблиця Е1 – Початкові і залишкові запаси нафти і газу по пласту

Запаси нафти тис. т				Запаси газу млн м <sup>3</sup>			
Початкові		Залишкові		Початкові		Залишкові	
балансові	витягуємі	балансові	витягуємі	балансові	витягуємі	балансові	витягуємі
24 265	7 886	19 172	2 793	502,3	163,2	396,9	57,8

## ДОДАТОК Ж

### Приклад побудови карт поточних відборів

Карту поточних відборів, на якій представлена система розробки родовища на дату аналізу можна побудувати самим.

Карта поточних відборів складається по кожному об'єкту розробки, на основі карт початкових або залишкових нафтонасичених товщини. У вигляді кругових діаграм зображується поточний середньодобовий видобуток рідини і поточне закачування по кожній видобувній і нагнітальній свердловині в обраному масштабі залежно від дебіту рідини і прийомистості при закачуванні. Дані беруться із щомісячних звітів (зведених таблиць роботи видобувних і нагнітальних свердловин, або режимів розробки по видобувним свердловинам) в поверхневих умовах – видобуток рідини в т/добу, закачування в м<sup>3</sup>/добу. Масштаб наводиться в умовних позначеннях карти 1 см радіусу = т/добу; ... м<sup>3</sup>/добу.

При неможливості зобразити круговою діаграмою в прийнятому масштабі, дебіт нафти і відсоток води (малодебітних свердловин) позначаються цифрами під номером свердловин.

Обводненість продукції представляється у вигляді сектора на кругових діаграмах видобувних свердловин. Кут відкладається тільки від позитивної вертикальної осі за годинниковою стрілкою.

При розфарбовуванні карти нафту прийнято показувати коричневим кольором, воду, що видобувається – зеленим, що закачується – блакитним.

При наявності проектного фонду поточного року їх розфарбовують червоним кольором.

## ДОДАТОК И

### **Оцінка коефіцієнта нафтовіддачі, за даними розробки нафтових покладів**

*Мета роботи:* визначити коефіцієнт нафтовіддачі за допомогою побудови карти залишкових нафтонасичених товщин досліджуваних пластів, оскільки оцінка коефіцієнта нафтовіддачі грає важливу роль при аналізі розробки нафтових покладів.

*Крім того, більшість родовищ вступило в пізню стадію розробки, тому дуже важливо, за допомогою карти залишкових нафтонасичених товщин, визначити зони концентрації залишкових запасів нафти, так як на пізній стадії ми маємо, як правило, сильно обводнений фонд видобувних свердловин, значний фонд простоючих свердловин. Маючи цю інформацію можна більш надійно намічати заходи щодо подальшої експлуатації нафтових покладів.*

Однією з важливих проблем є питання про доцільність експлуатації сильно обводнених свердловин і малodeбітних свердловин. Очевидно, що зупинка таких свердловин збільшить дохід підприємства, так як різко скорочується обсяг видобутої рідини, збільшується середній дебіт по нафті, зменшується закачування води, скорочується фонд свердловин. Але масова зупинка негативно позначається на стані розробки нафтового покладу: перш за все зменшується поточний видобуток нафти, але головне порушується система розробки. Величина залишкових запасів на одну діючу свердловину стає дуже великою і часто витягування їх є не реальним. Тому в зонах концентрації залишкових запасів, видобувні свердловини повинні експлуатуватися незалежно від рентабельності. Масова зупинка свердловин призводить до значного зниження КВН. Тому правильне рішення може бути прийнято на підставі комплексного аналізу, як технологічних, так і економічних факторів за допомогою карт залишкових запасів або товщини.

На пізній стадії розробки необхідно виконувати такі технологічні рішення:

- введення свердловин в зонах залишкових товщин;
- відновлення системи розробки у вигляді зон заводнення в них;
- за допомогою відтвореної системи застосовувати ЗНФП або циклічне закачування;
- закачка в нагнітальні свердловини композицій, що підвищують фільтраційні опори в обводненій частині пласта.

На сьогодні створено кілька десятків технологій і композицій, що дозволяють обмежити рух закачуваної води по обводнених пропластках і залучати приплив нафти з нафтонасичених зон пласта. Ці технології отримали загальну назву *потоковідхилюючих*: гелеві системи, композиції на основі силікату натрію або алюмосилікатів.

Також:

- обробки привибуїних зон різними розчинниками з метою очистки від АСПВ;
- проведення РІР з метою обмеження притоку води. В даний час найбільш ефективними є кремній-органічні тампонажні матеріали АКОР і композиції на основі силікату натрію;
- здійснення в зонах залишкових товщин ГРП (гідророзрив пласта);
- здійснення щілинної, гідропікоструминної перфорації;
- повернення свердловин з нижчих пластів в зони з залишковими запасами;
- буріння додаткових свердловин в зонах з залишковими запасами;
- зарізка бічних і горизонтальних стовбурів;
- здійснення акустичного або хвильового впливу на привибуїну зону, з метою їх очищення від забруднень та ін.

Особливим випадком є технологія для високов'язких нафт.

Особливо ускладнюється розробка покладів з високою в'язкістю нафти при наявності ВНЗ. Вироблення ВНЗ і так ускладнене через

швидкий приплив води у видобувні свердловини. Тому в даному випадку необхідно широко застосовувати потоковідхилюючі технології.

Дуже ефективно буріння горизонтальних і БГС та технології ЗНФП. При дуже високій в'язкості нафти ефективні теплові методи пароциклічних обробок, коли пара періодично закачується у видобувні свердловини. Після витримки 1–2 тижні свердловина пускається в експлуатацію з підвищеним дебітом.

Одним з основних показників ефективності режиму роботи покладів і в цілому процесу їх напруження є коефіцієнт нафтовіддачі. Розрізняють *кінцевий* і *поточний* коефіцієнт нафтовіддачі.

Під *поточним коефіцієнтом нафтовіддачі* розуміється відношення видобутої з пласта кількості нафти на певну дату до балансових запасів. Поточна нафтовіддача зростає в часі в міру вилучення з пласта нафти.

*Кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі* – це відношення затверджених видобуваємих запасів нафти (видобутої кількості нафти за весь термін розробки) до балансових запасів. В цілому коефіцієнт нафтовіддачі залежить від багатьох факторів: розмірів покладу, глибини залягання, колекторських властивостей пласта, фізико-хімічних властивостей насичуючих пласт рідин і газів, прийнятої технології розробки, системи розміщення свердловин і системи підтримання пластового тиску.

На сьогодні, у зв'язку розвитком нових технологій, кінцеве значення цього показника зростає. Однак, найбільшими величинами, досягаємої нафтовіддачі як і раніше характеризуються поклади нафти з високими колекторськими властивостями, які розробляються при витісненні нафти водою.

### ***Метод оцінки коефіцієнта нафтовіддачі за побудованою картою нафтонасичених товщин***

При аналізі розробок нафтових районів особлива увага приділяється оцінці коефіцієнтів нафтовіддачі досліджуваних пластів.



Існує достатня кількість методів визначення кінцевого коефіцієнта нафтовіддачі за даними розробки покладів.

У цій роботі розглянуто метод визначення кінцевого коефіцієнта нафтовіддачі з використанням карти залишкових ефективних нафтонасичених товщин.

Кінцева нафтовіддача пласта є одним з найважливіших показників розробки нафтових родовищ і залежить від граничного обводнення нафти, що видобувається з пласта.

Для визначення коефіцієнта нафтовіддачі в промитій зоні пласта необхідно побудувати карту залишкових ефективних нафтонасичених товщин на аналізовану дату і визначити з її допомогою залишкові запаси нафти. Потім визначити досягнуту нафтовіддачу в обводненій частині пласта. В основі побудови карти залишкових нафтонасичених товщин лежить розрахунок залишкової нафтонасиченої товщини пласта по кожній свердловині, що визначається за формулою Глаговського:

$$h_{\text{зал}} = H \left| 1 - \frac{f_{\text{в}}}{0,6 \cdot \mu_0 |1 - f_{\text{в}}| + f_{\text{в}}} \right|, \quad (\text{И.1})$$

де  $H$  – початкова ефективна товщина пласта, м;

$\mu_0 = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}}$  – співвідношення в'язкостей нафти і води в пластових умовах;

$f_{\text{в}}$  – обводненість видобуваної продукції, долі. од.

Після проведення розрахунків по кожній видобувній свердловині, будуємо карту залишкових нафтонасичених товщини і обчислюємо балансові запаси нафти об'ємним методом.

Порядок розрахунку (теорія).

1. За формулою (И.1) розраховуємо ефективну товщину. Розрахунок проводиться по всім свердловинам, які перебували в експлуатації на даному пласті: і ті що на розрахункову дату знаходяться в бездіяльності й ті, що були переведені в нагнітальний чи інший фонд.

2. Розрахункові дані, для побудови карти залишкових нафтонасичених товщини по пласту вносимо до таблиці И.1.

Таблиця И.1 – Розрахункові дані, для побудови карти залишкових нафтонасичених товщини по пласту

Номер свердловини	$H$ , ефективна початкова товщина, м	Обводненість $f_v$ , долей од.	Залишкова нафтонасичена товщина $h_{\text{зал}}$ , м

Далі будуюмо карту залишкових ефективних нафтонасичених товщин за допомогою методу *трикутників* на міліметровці. За основу беремо карту початкових нафтонасичених товщин.

У разі відсутності такої карти використовуємо схему розташування свердловин з поточним контуром нафтоносності. У цьому разі, за початкову нафтонасичену товщину можна прийняти дані інтервалів перфорації свердловин.

Досягнутий коефіцієнт нафтовіддачі визначаємо за формулою:

$$K_{\text{н.від}} = \frac{\Sigma Q_{\text{н}}}{Q_{\text{бал.поч}} - Q_{\text{бал.зал}}} \quad (\text{И.2})$$

де  $\Sigma Q_{\text{н}}$  – накопичений видобуток нафти за весь період розробки покладу, тис. т.;

$Q_{\text{бал.поч}}$  – початкові балансові запаси нафти, затверджені ДКЗ, тис. т.;

$Q_{\text{бал.зал}}$  – залишкові балансові запаси нафти, отримані розрахунковим шляхом, тис. т.

Отже, для того, щоб розрахувати коефіцієнт нафтовіддачі в промитій зоні пласта, **необхідно визначити залишкові балансові запаси нафти.**

Для визначення залишкових балансових запасів нафти використовують залежність:

$$Q_{\text{бал.зал}} = V \cdot m \cdot a \cdot \rho \cdot \theta, \quad (\text{И.3})$$

де  $V (F \cdot h)$  – об'єм покладу, тис. м<sup>3</sup>;

$m$  – коефіцієнт пористості, долей од.;

$a$  – коефіцієнт нафтонасиченості, долей од.;

$\rho$  – густина нафти в поверхневих умовах, т / м<sup>3</sup>;

$\theta$  – перерахунковий коефіцієнт, що враховує усадку нафти,

$\theta = 1/b$ , де  $b$  – об’ємний коефіцієнт;

$V$  – об’єм зон дренування визначається як сума об’ємів між граничними товщинами, побудованої карти залишкових нафтонасичених товщин. Потім, сумуючи значення об’ємів, визначаємо об’єм пласта.

Дані для підрахунків об’ємів зон дренування зводимо в таблицю И.2.

Таблиця И.2 – Підрахунок об’ємів дренування по покладу пласта

Межі товщин	Середня товщина пласта, $h$	Заміряна площа $F$ , $\text{см}^2$	Площа покладу $F$ , $\text{м}^2$ (з урахуванням масштабу покладу)	Об’єм зони дренування $V$ , тис. $\text{м}^3$
0–2	1			
2–4	3			
4–6	5			
та ін.				$\Sigma V$

Визначивши об’єм пласта, за формулою (И.3) розраховуємо величину залишкових балансових запасів нафти і далі за формулою (И.2) значення досягнутого коефіцієнта нафтовіддачі в промитій зоні пласта.

Робимо порівняння отриманого розрахункового значення коефіцієнта нафтовіддачі з проектним (затвердженом у ДКЗ). Якщо розрахунковий коефіцієнт нафтовіддачі більший проектного значення, то можна зробити висновок, що розробка покладу ведеться згідно із затвердженим проектом і не вимагає подальшого уточнення. В іншому випадку, можна стверджувати, що проектний коефіцієнт нафтовіддачі трохи завищений і вимагає переоцінки, а запаси нафти, як балансові, так і видобувні, необхідно переглянути в бік їх зменшення.

Крім того, на цій карті виділяються зони концентрації залишкових запасів нафти і заводнені (промیتі зони пласта). Виходячи з цих результатів, намічаються заходи щодо подальшої розробки пласта в зонах залишкових товщин.

**Приклад розрахунку. Визначення коефіцієнта нафтовіддачі в промитій зоні пласта за допомогою карти залишкових ефективних нафтонасичених товщин.**

Залишкову ефективну нафтонасичену товщину  $h_{\text{зал}}$  по свердловинах визначаємо за формулою (И.1).

Співвідношення в'язкості нафти і води знаходимо із залежності:

$\mu_0 = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}}$ ; де  $\mu_{\text{н}}$  – в'язкість нафти в пластових умовах для нашого прикладу рівна 52,7 мПа·с;  $\mu_{\text{в}}$  – в'язкість води дорівнює 1,6 мПа·с. Співвідношення в'язкостей нафти і води становить 32,94.

Розраховані параметри  $h_{\text{зал}}$  по свердловинах зводимо в таблицю И.3.

Таблиця И.3 – Визначення залишкових ефективних нафтонасичених товщин по свердловинам досліджуваного пласта

Номер свердловини	Початкова ефективна нафтонасичена, товщина $H$ , м	Поточна обводненість видобутої продукції $f_{\text{в}}$ , долей од.	Залишкова ефективна нафтонасиченість $h_{\text{зал}}$ , м
58	18,6	0,9	12,78
59	12,6	0,02	12,58
60	15,2	0,27	14,92
61	29,2	0,83	23,42
62	2 1,2	0,98	6,09
63	26,0	0,97	9,49
64	18,0	0,08	17,92
65	18,2	0,98	5,2
66	20,6	0,87	15,4
67	22,8	0,96	10,3

За даними таблиці И.3 будуємо карту залишкових ефективних нафтонасичених товщин (карта ізопахіт). Для зручності знаходження об'ємів, для подальших розрахунків будуємо її на міліметровці.

Побудова карти проводиться у такий спосіб:

1. За координатами наносяться точки свердловин, у знаменнику номер свердловини, а в чисельнику ефективна нафтонасичена товщина.

2. Вибираємо перетин ізопахіт і проводимо інтерполяцію відповідну цим перетинах. Ізопахіти повинні бути кратними цьому перетину. Наприклад: беремо дві свердловини (рис. И.1) з товщиною 3,6 і 10,8. При перетині 2 метри між цими точками будуть проходити ізопахіти зі значеннями 4, 6, 8, 10. Для того щоб знайти точку проходження цих

ізопахіт, відстань між свердловинами ділять на різницю між залишковими нафтонасиченими товщинами. У результаті ділення, отримуємо значення одного метра в перерізі дорівнює 3,8. Потім вираховуємо скільки метрів не дістає до першої ізопахіти зі значенням 4 метри і множимо на значення одного метра в перерізі  $0,4 \times 3,8$ . Обчисливши це, ми отримаємо відстань від точки свердловини 1 до ізопахіти зі значенням 4 метри. Знаходження відстані між ізопахітами 4 і 6, або 6 і 8 проводиться аналогічно.

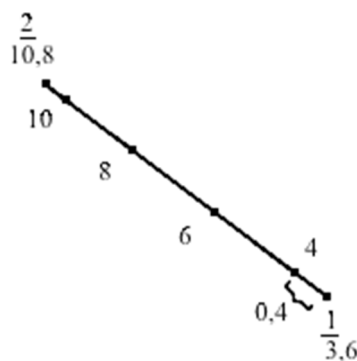


Рисунок И.1 – Карта залишкових ефективних нафтонасичених товщин

3. Далі за картою залишкових ефективних нафтонасичених товщин визначаємо об'єм зони дренування пласта  $V$ .

Дані для підрахунку об'ємів зон дренування зводимо в таблицю И.4.

Таблиця И.4 – Підрахунок об'ємів зон дренування по покладу пласта

Межі товщин	Середня товщина пласта $h$ , м	Заміряна площа, $\text{см}^2$	Площа покладу $F$ , $\text{м}^2$ (з урахуванням масштабу М 1:25 000)	Об'єм зони дренування ( $V = F \cdot h$ ), тис. $\text{м}^3$
0–4	2	35,2	$35,2 \times 6,25 \times 10^4$	4400,0
4–8	6	29,7	$29,7 \times 6,25 \times 10^4$	11137,5
8–12	10	20,1	$20,1 \times 6,25 \times 10^4$	12652,5
12–16	14	15,7	$15,7 \times 6,25 \times 10^4$	13737,5
16–20	18	8,5	$8,5 \times 6,25 \times 10^4$	9562,5
20–23	21,7	3,2	$3,2 \times 6,25 \times 10^4$	4340,0
				$\Sigma 55\ 830$

Площу між границями товщини визначаємо за допомогою планіметра або за міліметровою, рахуючи кількість квадратних сантиметрів. Наприклад між ізопахітами 0–4 їх знаходиться 35,2  $\text{см}^2$ .

*Примітка* якщо масштаб карти 1: 10 000, площу покладу множимо на  $1 \times 10$ , якщо масштаб карти 1: 25 000, площу покладу множимо на  $6,25 \times 10^4$ .

Знаючи об'єм покладу, визначаємо залишкові балансові запаси нафти за формулою (И.3) при заданих параметрах:

$m$  – коефіцієнт пористості = 0,12 долей од.;

$a$  – коефіцієнт нафтонасиченості = 0,86 долей од.;

$\rho$  – густина нафти в поверхневих умовах = 0,89 т / м<sup>3</sup>;

$\theta$  – перерахунковий коефіцієнт, що враховує усадку нафти,  $\theta = 1/b$ , де  $b$  – об'ємний коефіцієнт = 1,2; таким чином  $\theta = 0,833$ .

Отже,  $Q_{\text{бал.зал}} = V \cdot m \cdot a \cdot \rho \cdot \theta$ ;

$$Q_{\text{бал.зал}} = 55\,830,0 \cdot 0,12 \cdot 0,86 \cdot 0,89 \cdot 0,833 = 4\,271,5 \text{ тис. т.}$$

Доступний коефіцієнт нафтовіддачі в промитій зоні пласта визначається за формулою (И.2):

$$K_{\text{н.від}} = \frac{\Sigma Q_{\text{н}}}{Q_{\text{бал.поч}} - Q_{\text{бал.зал}}}$$

де  $\Sigma Q_{\text{н}}$  – накопичений видобуток нафти за весь період розробки дорівнює 1 120,3 тис. т;

$Q_{\text{бал.зал}}$  – початкові балансові запаси нафти, рівні 7 340,8 тис. т.

Отже, коеф. нафтовіддачі в промитій зоні пласта становить:

$$K_{\text{н.від}} = \frac{1120,3}{7\,340,8 - 4\,271,5} = 0,365.$$

Далі необхідно провести порівняння розрахункового коефіцієнта нафтовіддачі з проектним, виділити зони з залишковими запасами, зробити висновки і дати рекомендації щодо подальшої розробки покладу.

## ДОДАТОК К

### Визначення проникності пласта за картою ізобар

Для визначення проникності пласта на карті ізобар вибирається ділянка, на якій відстані між ізобарами більш-менш витримані (рис. К.1).

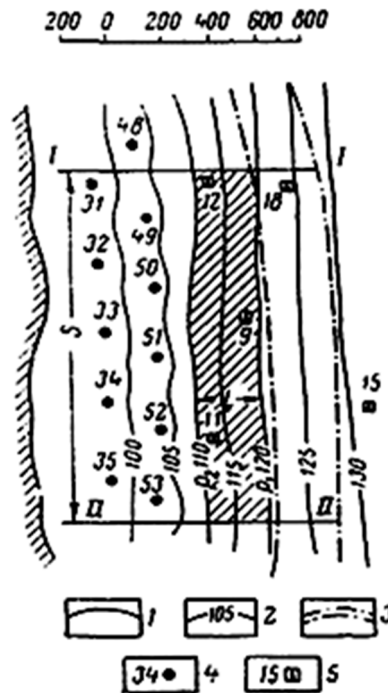


Рисунок К.1 – Визначення проникності пласта за картою ізобар:

*1 – лінія виклинювання пласта; 2 – ізобари; 3 – зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; 4 – експлуатаційні свердловини; 5 – н'єзометричні і спостережні свердловини*

З обох сторін обраної ділянки проводять лінії току *I–I* і *II–II* перпендикулярно до напрямку ізобар і на площі, окресленій зазначеними лініями току, підраховують сумарний дебіт свердловин *Q* в пластових умовах.

Коефіцієнт проникності *k* визначається з рівняння:

$$k = Q \cdot L \cdot \mu / h \cdot S \cdot (P_1 - P_2) \cdot \dots \dots \dots (K.1)$$

де *k* – коефіцієнт проникності, мкм<sup>2</sup>;

*Q* – сумарний дебіт свердловин по рідини, см<sup>3</sup>/сек;

*S* – ширина смуги, см;

$L$  – середня відстань між обраними ізобарами в тому місці, де протікає весь розрахований обсяг рідини, тобто ділянку треба вибирати перед свердловинами (на рис. К.1 – заштрихована ділянка, де експлуатація не проводиться), см;

$P_1 - P_2$  – різниця тисків між обраними ізобарами,  $\text{кг/см}^2$ ;

$h$  – нафтонасичена потужність пласта, см;

$\mu$  – в'язкість пластової рідини,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$  (в разі, коли фільтрується обводнена продукція, в'язкість обчислюється, як середньозважена за відсоток води і нафти).



## ДОДАТОК Л

### Приклади оформлення використаних джерел

#### *Основні вимоги*

1. Після прізвища та ініціалів автора ставиться кома та пробіл, а також пробіл між складовими ініціалів: В. М. Мельник, Ю. І. Фещенко.
2. Усі елементи в опису пишуться зі строчної літери крім перших слів кожної області та заголовків у всіх описах.
3. Після заголовку вид матеріалу пишуть у квадратних дужках без пропусків і без скорочення: [Текст] або [Text], [Електронний ресурс].
4. У квадратних дужках пишуть усе, що запозичено з інших джерел або за даними аналізу матеріалу.
5. Прізвище першого автора при опису одного автора повторюють в області відповідальності (за косою рисою), а при опису двох і трьох авторів прізвище першого автора пишуть перед заголовком та після косої риски пишуть усіх авторів.
6. За наявності більше трьох авторів у сфері відповідальності (за косою рисою) пишуть лише першого автора (за бажанням можна писати всіх авторів) та ін.: [та ін.].
7. У дисертації та авторефераті в області відповідальності пишуть повністю прізвище, ім'я та по батькові.
8. У патентних документах у сфері відповідальності на відміну від інших документів пишуть спочатку прізвище, а потім ініціали.
9. Знаки ; та : розділяють пробілами з обох боків.
10. Реєстраційний номер книги (ISBN) пишуть, якщо він є.
11. Відсутні пробіли в нумерації сторінок: 8–10.
12. У кінці опису ставиться крапка.

### *Приклади:*

#### *Монографії*

##### *Один автор*

Голікова Т. В. Державне управління територіальним економічним розвитком: теорія і практика: монографія / Т. В. Голікова ; Нац. акад. держ. упр. при Президентові України. – Київ : НАДУ, 2007. – 294 с.

##### *Два або три автори*

Фещенко Ю. І. Менеджмент у фтизіатрії [Текст] / Ю. І. Фещенко, В. М. Мельник, А. В. Лірник. – Київ : Здоров'я, 2007. – 680 с. – ISBN 978-966-463-001-3.

##### *Чотири і більше авторів*

Біологічне різноманіття України. Дніпропетровська область. Круглороті (Cyclostomata). Риби (Pisces) / В. Л. Булахов, Р. О. Новіцький, О. Є. Пахомов, О. О. Христов ; Дніпропетров. нац. ун-т ім. Олеся Гончара. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2009. – 303 с.

##### *Багатотомне видання*

Вибрані наукові праці академіка В. І. Вернадського: у 10 т. / НАН України. – Т. 7, : Праці з геології та радіології. – Київ : 2012. – 668 с.

##### *Перекладні видання*

Смит Г. Драгоценные камни пер с англ. / Г. Смит. – Москва : Мир, 1984. – 558 с.

##### *Довідники*

Готуючись до захисту дисертації. Медичні науки : довідник / [упоряд. Ю. І. Цеков]; ред. Ю. Б. Чайковський. – Київ : Бюл. Вищ. атестац. коміс. України: Толока, 2005. – 112 с.

##### *Словники*

Міжнародні фінанси : термінол. слов. / С. Я. Єлецьких, С. Є. Борисова, Ю. О. Гетьманенко, О. В. Свідрак; Донбас. держ. машинобудів. акад. – Краматорськ : ДДМА, 2007. – 63 с.

### *Стандарти*

Матеріали металеві. Випробування на розтяг. Частина 5. Метод випробування за підвищених температур (EN 10002-5:1991, IDT) : ДСТУ EN 10002-5:2006. – [На заміну ДСТУ 4130–2002 ; чинний від 2007—07–01]. – Київ : Держспоживстандарт України, 2008. – IV, 22 с.

### *Збірники наукових праць*

Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України 2012. – Вип. 5. – 280 с.

### *Складники книги*

Нестеровський В. А., Деяк М. А. Керченські мандри В. І. Вернадського : у двох томах / В. А. Нестеровський, М. А. Деяк // Мінералогічна спадщина В. І. Вернадського. – Київ : 2012. – Т. 5. – С. 824–826.

### *Складники збірника*

Хоронжий А. Соціальний контроль в умовах ринкових відносин / А. Хоронжий // Трансформація економічної системи в Україні : зб. наук. праць / за ред. З. Г. Ватаманюка. – Львів, 2000. – С. 382–384.

### *Складник журналу*

Нестеровский В. А. Сезонные минералы Чокракского и Тарханского грязевых вулканов на Керченском полуострове / В. А. Нестеровський, М. А. Деяк // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2008. – № 3. – С. 76–83.

### *Тези доповідей*

Збірник тез доповідей Третьої міжнародної науково-практичної конференції «Маркетинг інновацій і інновації у маркетингу», 1–3 жовт. 2009 р. – Суми : Мрія-1, 2009. – 281 с.

### *Наукові звіти*

Вивчити діагностичні можливості шаттл-тесту і лазерної агрегометрії у хворих із хронічним легенеvim серцем [Текст] : звіт про НДР (закл.) 1.05.03 / Інститут фтизіатрії і пульмонології ім. Ф. Г. Яновського АМН України ; керівн. В. М. Петренко; викон. : В. К. Гаврисюк [та ін.]. – Київ, 2005. – 51 с. – Інв. № 0205U006924.

### *Електронний ресурс*

Бібліотека і доступність інформації у сучасному світі [Електронний ресурс] : електронні ресурси в науці, культурі та освіті : підсумки 10-ї Міжнар. конф. «Крим-2003» / Л. Й. Костенко, А. О. Чекмарьов, А. Г. Бровкін, І. А. Павлуша // Бібліотечний вісник. – 2003. – № 4. – С. 43. – Режим доступу до журн. : <http://www.nbuv.gov.ua/articles/2003/03klinko.htm>. – Назва з екрана.

## ДОДАТОК М

### Зразок оформлення кутового штампу

Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова				
Факультет інженерних мереж і екології міст				
Кафедра експлуатації газових і теплових систем				
Курсовий проект				
Тема: Аналіз розробки покладів Прилуцького нафтового родовища з визначенням найвигіднішого тиску нагнітання при законтурному заводненні				
Геологічна карта району робіт				
Керівник	<i>підпис</i>	Орловський В. М.	Рисунок 1	2019
Студент	<i>підпис</i>	Мартиненко Є. О.		

*Виробничо-практичне видання*

Методичні рекомендації  
до виконання курсового проекту  
з навчальної дисципліни

**«ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ»**

*(для студентів 3 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності  
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

Укладач **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович

Відповідальний за випуск *Р. Б. Ткаченко*

*За авторською редакцією*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський*

План 2019, поз. 134 М.

---

Підп. до друку 05.03.2019. Формат 60×84/16.  
Друк на розографі. Ум. друк. арк. 2,5.  
Тираж 50 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач:  
Харківський національний університет  
міського господарства імені О. М. Бекетова,  
вул. Маршала Бажанова 17, Харків, 61002.  
Електронна адреса rectorat@kname.edu.ua  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:  
ДК № 5328 від 11.04.2017.